

ЭЭ ЛЭКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

2



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1954

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ 2

ФЕВРАЛЬ
1954

Орган Министерства электростанций
и электроромышленности СССР

25-й ГОД ИЗДАНИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

М. А. Дуэль — Эксплуатация автоматических регуляторов процесса горения	3	К. Т. Феонов — Восстановление турбинного диска	48
В. Д. Миронов и А. В. Наумов — Трехимпульсные электронные регуляторы питания	10	П. А. Паскевич — Временное водоснабжение электростанции с повторным использованием охлаждающей воды	48
Д. С. Жевахов — Выбор типа сопла для брызгальных бассейнов	16	П. М. Брик и А. В. Овсянников — Пароводяной подогреватель для малых и средних установок	49
Е. Г. Кардаш и В. С. Соколов — Прибор для контроля содержания грунта в пульпе	18	А. В. Синявский — Схема частичного ступенчатого катионирования	50
А. Б. Крикунчик — Удешевление и индустриализация сооружения подстанций	20	Л. Ф. Габуния и К. А. Федоренко — Выполнение автоматизации гидроэлектростанции малой мощности	50
Д. А. Башлай и Ю. И. Иванов — Электрические схемы гидроэлектрических станций	24	Г. А. Гудович, В. А. Зверев и А. М. Осипов — АПВ для выключателей телеуправляемых объектов	51
А. Ф. Васильев, В. Е. Казанский и Л. Д. Стернинсон — Частотный корректор к автоматическому регулятору мощности	29	А. А. Васильев — Об оперативной схеме дежурного по району электросети	52
В. Д. Мавричев — Защита трансформаторов от перегрузки с частичной автоматической разгрузкой	33	А. Ф. Березовский — О ложных соединениях во вторичных цепях	54
		А. В. Бурьяненко и В. Д. Сидоренко — Простой метод определения места повреждения кабеля	55
		М. Г. Поргной — О контроле и восстановлении селеновых шайб в устройствах компаундирования с электромагнитным корректором	56

ДИСКУССИЯ

Об организации обслуживания районных подстанций

Н. В. Николаева	36
Г. П. Мусатов	36
А. С. Памятных	37
Л. Д. Махмуров	37
Г. Е. Даниелян	38
Е. Ф. Иоффе	39
А. В. Груздев	40
В. С. Моськин	41
Д. П. Клементьев	41

ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

О. С. Шадурский — Монтаж блоков жесткой арматуры каркаса главного корпуса электростанции жестконогими деррик-кранами	43
С. Ф. Никольский — Бесконтейнерная перевозка стеновых материалов	44
Л. И. Мочар и Н. А. Топильский — Установка опор на линиях электропередачи с предварительным подъемом трубокладчиком	46

ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

В. И. Бланкштейн и А. Ф. Павленкова — Определение кремниевой кислоты в котловой воде без фотокolorиметра	47
--	----

Консультация по „Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей“ 57

ХРОНИКА

В Техническом управлении Министерства о выборе уставок максимальной токовой защиты источников питания собственных нужд электростанций	58
О масле трансформаторов с повышенными диэлектрическими потерями	58
Совещание по механизации ремонтных работ	58
Александр Яковлевич Рябков — некролог	59

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Ю. А. Якуб — Испытания воздушных выключателей 230 кв с номинальной отключающей мощностью 6 млн. квв в действующей энергосистеме	60
---	----

КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

Г. И. Фукс — Рецензия на книгу М. П. Вукаловича и И. И. Новикова „Техническая термодинамика“	62
--	----

□ □ □

ВОЛОГОДСКАЯ
ОБЛАСТНАЯ
БИБЛИОТЕКА

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.

Эксплуатация автоматических регуляторов процесса горения

Инж. М. А. Дуэль

Основным показателем повышения экономичности в результате автоматизации тепловых процессов на электростанциях является экономия топлива и электроэнергии. При этом наибольший эффект дает автоматическое регулирование процессов горения, главным образом за счет увеличения к. п. д. котельной и лучшего поддержания постоянства параметров пара.

В то же время нормальная работа авторегуляторов горения в значительно большей степени, чем других авторегуляторов тепловых процессов, зависит от состояния котельного оборудования и режима его работы.

Ниже изложен опыт внедрения и освоения автоматики процесса горения в энергосистеме, где все пылеугольные котлоагрегаты с промбункерами снабжены автоматическими регуляторами питания, горения и загрузки мельниц.

Внедрение автоматических регуляторов

При внедрении автоматики процесса горения на первых котлоагрегатах системы выявился ряд дефектов автоматизируемого оборудования и ре-

жима его работы, делавших невозможной нормальную эксплуатацию авторегуляторов. Поэтому перед автоматизацией последующих котлоагрегатов начали производить тщательный осмотр и проверку состояния котлоагрегата и вспомогательного оборудования.

При этом проверялись плотность газо-воздушного тракта, состояние зажигательных поясов, исправность регулирующих органов и т. д.; снималась зависимость нагрузки котлоагрегата от скорости вращения пылепитателей, а также зависимость последней от положения шунтового реостата; проверялись возможность обеспечения нормального разрежения в топке при максимальной нагрузке и способность вентиляторов обеспечить топку необходимым количеством воздуха; устанавливались предельные положения регулируемого диапазона котлоагрегата.

Кроме того, в связи с автоматизацией котлоагрегатов были выполнены следующие реконструктивные работы:

а) замена шнековых пылепитателей дисковыми;

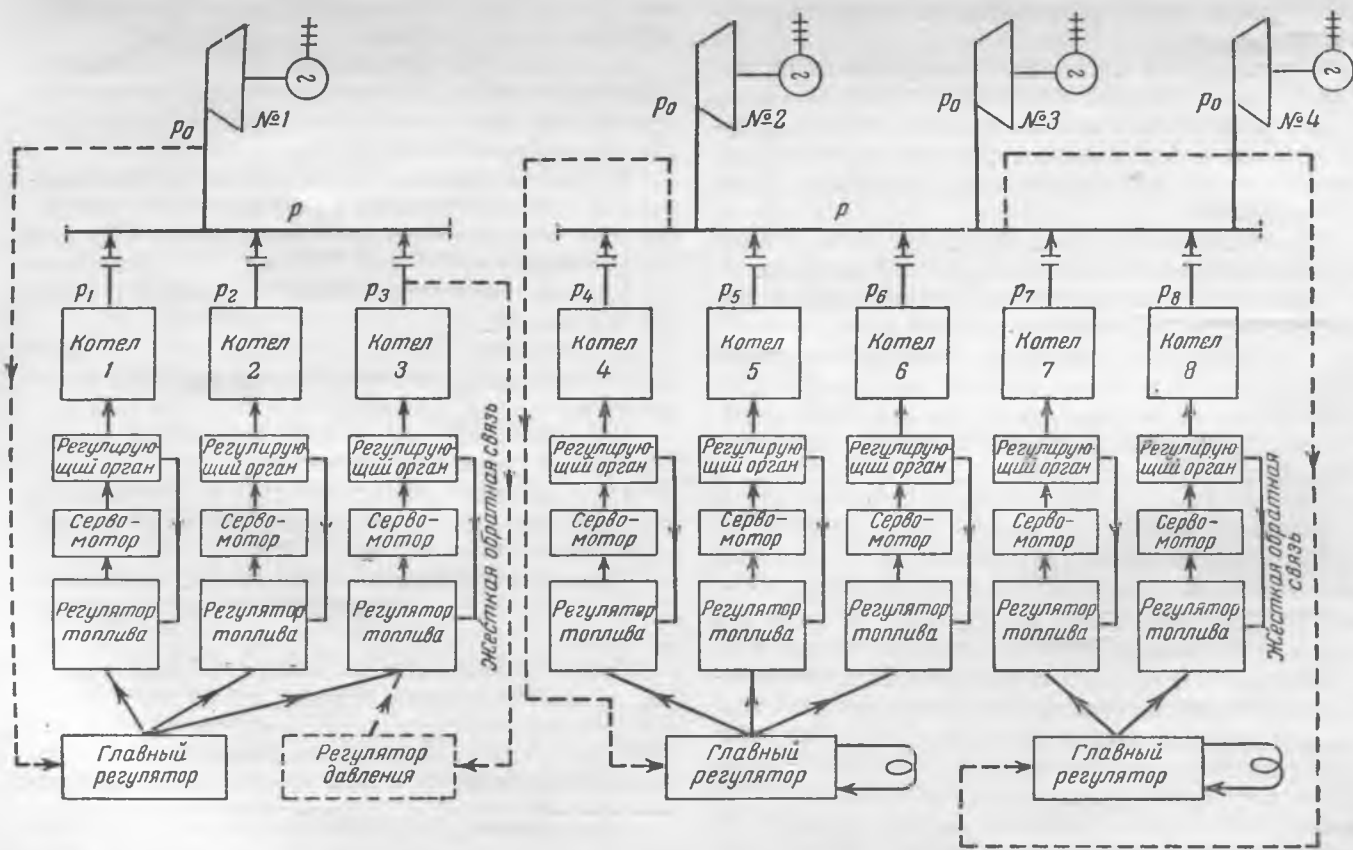


Рис. 1. Схема регулирования давления в котельной.

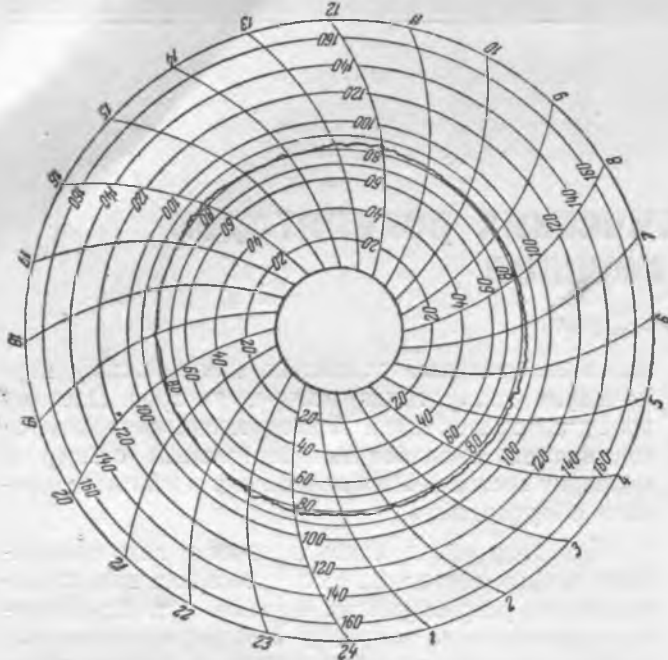


Рис. 2. Диаграмма давления пара в главном паропроводе высокого давления котельной при автоматическом регулировании.

б) установка направляющих аппаратов на нескольких вентиляторах и поворотных заслонок почти на всех дымососах;

в) замена нескольких изношенных воздухоподогревателей;

г) реконструкция на нескольких котлоагрегатах пылеугольных горелок и установка ряда дополнительных мигалок на пылесистемах;

д) реконструкция отдельных дымососов и вентиляторов с целью увеличения их производительности;

е) устройство дистанционного управления подачей воды на пароохладители;

ж) уплотнение газовых трактов, воздухоподогревателей и топок котлоагрегатов, в результате чего величина присосов в них снизилась более чем в 2 раза;

з) разделение у трех котлоагрегатов общих коллекторов первичного и вторичного воздуха.

На одной электростанции энергосистемы все котлоагрегаты оборудованы электромеханическими регуляторами процесса горения системы ЦКТИ, изготовленными заводом «Энергодеталь». Регулирование экономичности на этих котлоагрегатах осуществляется по соотношению «топливо-воздух».

На электростанции имеются котлоагрегаты высокого ($D = 105 \text{ т/час}$; $p = 86 \text{ ата}$ и $t_{неp} = 500^\circ \text{C}$) и среднего давления (два котла: $D = 110 \text{ т/час}$, $p = 34 \text{ ата}$ и $t_{неp} = 425^\circ \text{C}$ и один котел: $D = 150 \text{ т/час}$; $p = 35 \text{ ата}$ и $t_{неp} = 425^\circ \text{C}$). Все эти котлоагрегаты работают на топливе марки АШ.

На рис. 1 приведена скелетная схема авторегулирования давления в котельной, из которой видно, что котлы высокого давления имеют два главных регулятора (давления), а среднего — один. Поскольку однотипные котлы высокого давления имеют примерно одинаковые регулировочные характеристики и работают в режиме мало изменяющейся нагрузки (не более 10%), регулирова-

ние давления пара производится одновременно всеми работающими котлами. При этом параметры острого пара в главном паропроводе поддерживаются вполне удовлетворительно (рис. 2). Отклонения от нормального давления не превышают $\pm 1,0 \text{ ата}$.

В иных условиях находятся на этой станции котлы среднего давления, на которых изменения нагрузки составляют $30 \div 35\%$ и которые имеют различные регулировочные характеристики. В связи с этим при автоматизации процесса горения встал вопрос, каким образом обеспечить наиболее экономичный режим этих параллельно работающих котлоагрегатов.

Еще более актуальным было решение этого вопроса на другой теплоэлектроцентрали, где имеются две группы разнотипных котлоагрегатов, а котельная работает в условиях резко меняющейся паровой нагрузки, обусловленной промышленными потребителями.

Одну из этих групп (I очередь) составляют котлоагрегаты производительностью 50 т/час ($p = 31,5 \text{ ата}$ и $t_{неp} = 40^\circ \text{C}$); другую (II очередь) — котлоагрегаты производительностью $80 \div 90 \text{ т/час}$ ($p = 35 \text{ ата}$ и $t_{неp} = 420^\circ \text{C}$). Топливом является антрацитовый штыб.

Четыре котлоагрегата этой электростанции были еще в 1939 г. оборудованы гидравлическими регуляторами процесса горения системы «Теплоавтомат». В 1950—1951 гг. при автоматизации всех котлоагрегатов станции на котлах с производительностью $80 \div 90 \text{ т/час}$ были установлены новые авторегуляторы процесса горения системы «Теплоавтомат» с индивидуальными регуляторами нагрузки¹. При этом старые авторегуляторы горения малых котлов ($D = 50 \text{ т/час}$) были реконструированы. Основными реконструктивными мероприятиями явились:

а) замена на регуляторе топлива скоростной обратной связи от тахометрической установки механической по положению движков групповых реостатов пылепитателей;

б) замена кожаных мембран регуляторов воздуха и тяги мембранами из специальной латексной; при этом диаметр мембраны регулятора тяги был увеличен с 250 до 550 мм, что позволило уменьшить нечувствительность мембраны до 0,2 мм вод. ст.

в) установка дроссельных клапанов для регулирования скорости перемещения поршней сервомоторов;

г) замена старых и изношенных вторичных усилителей более совершенными;

д) установка самостоятельного вентилятора для создания давления воздуха $80 \div 100 \text{ мм вод. ст.}$ в командном воздухопроводе.

Реконструированная схема авторегулирования процесса горения малых котлоагрегатов приведена на рис. 3.

После окончания оснащения всех котлоагрегатов авторегуляторами горения схема регулирования давления в котельной приняла другой вид (рис. 4). Для оптимального режима работы котельной необходимо, чтобы текущие колебания на-

¹ См. сборник «Автоматическое регулирование тепловых процессов на электростанциях», Госэнергоиздат, 1952, стр. 84, фиг. 1.

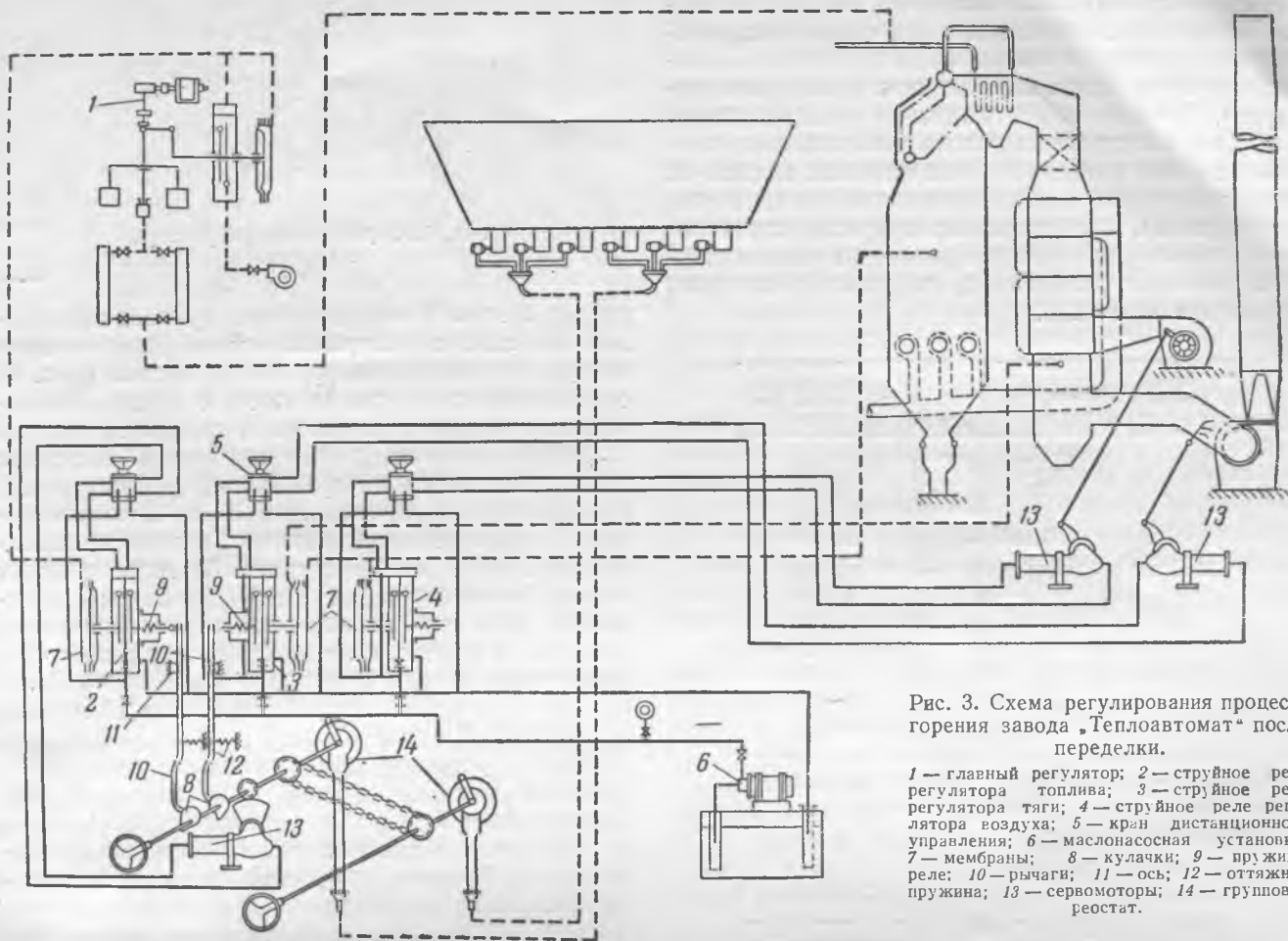


Рис. 3. Схема регулирования процесса горения завода „Теплоавтомат“ после переделки.

1 — главный регулятор; 2 — струйное реле регулятора топлива; 3 — струйное реле регулятора тяги; 4 — струйное реле регулятора воздуха; 5 — кран дистанционного управления; 6 — маслоснабжающая установка; 7 — мембраны; 8 — кулачки; 9 — пружины реле; 10 — рычаги; 11 — ось; 12 — оттяжная пружина; 13 — сервомоторы; 14 — групповой релостат.

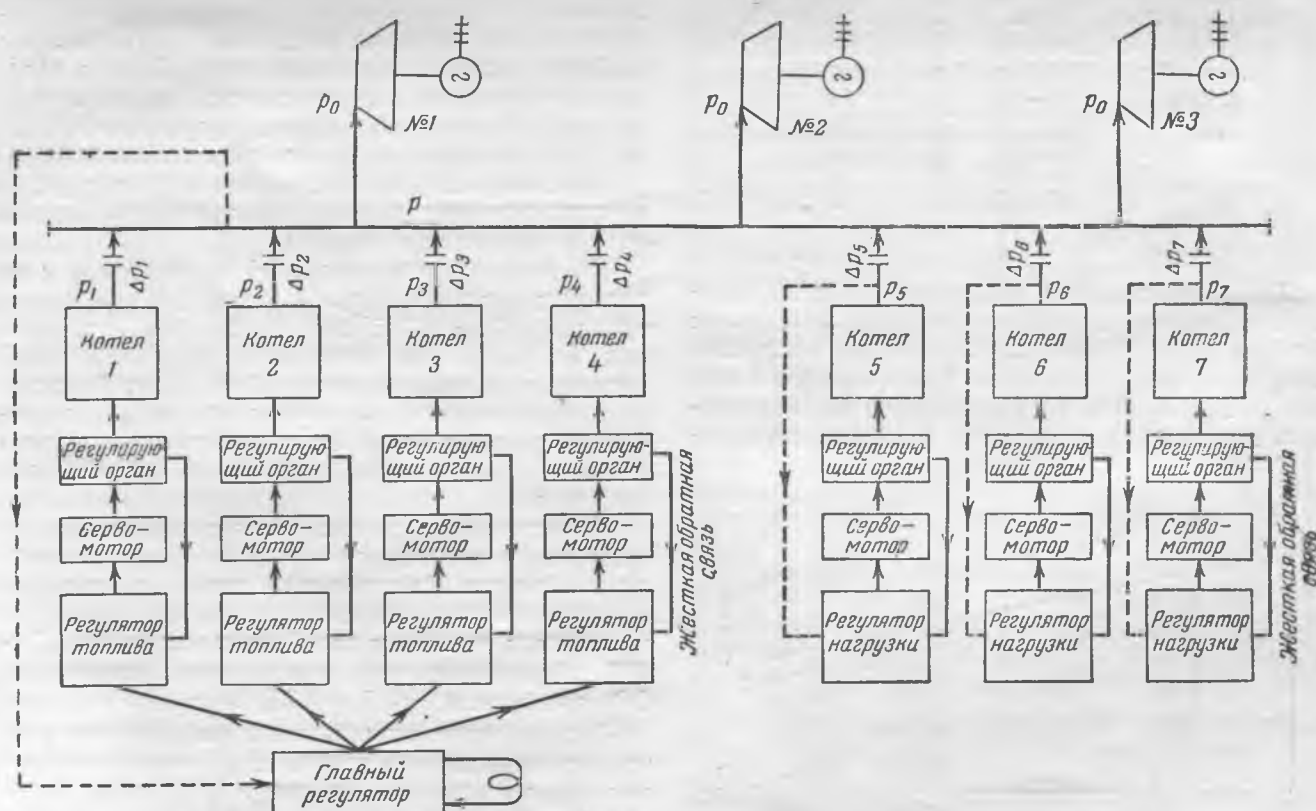


Рис. 4. Схема регулирования давления в котельной-после установки автоматических регуляторов горения.

грузки воспринимались котлами I очереди, а котлы II очереди должны изменять свою производительность только в том случае, когда котлы I очереди не в состоянии справиться с изменением нагрузки. Выводы об оптимальном распределении нагрузки между параллельно работающими котлоагрегатами котельной были сделаны, исходя из равенства относительных приростов расхода топлива (тепла). Относительные приросты определялись для каждого котлоагрегата на основе данных режимных испытаний, результаты которых приведены в табл. 1.

Таблица 1

Котлы	Прирост нагрузки, $t/\text{час}$	Расход условного топлива на 1 t пара
№ 1—4	До 30	0,122
	30—35	0,152
	35—40	0,168
	Выше 40	0,188
№ 5 и 6	До 80	0,108
	80—85	0,139
№ 7	До 85	0,100
	85—90	0,123
	90—95	0,139
	Выше 95	0,147

На основании этих данных можно считать оптимальным распределение нагрузок между котлоагрегатами, показанное на табл. 2.

Таблица 2

Котлы	Нагрузка, $t/\text{час}$	Прирост нагрузки, $t/\text{час}$
№ 1—4	До 30	120
	30—40	20
	40—45	20
№ 5 и 6	До 80	155
	80—85	10
№ 7	До 85	85
	85—90	5
	90—95	10
	95—100	5

Для осуществления требуемой последовательности в работе котлоагрегатов при изменениях нагрузки была применена следующая настройка авторегуляторов: главный регулятор котлов I очереди настраивается на нормальную неравномерность порядка $0,8 \text{ кг/см}^2$ (рис. 5); регуляторы на-

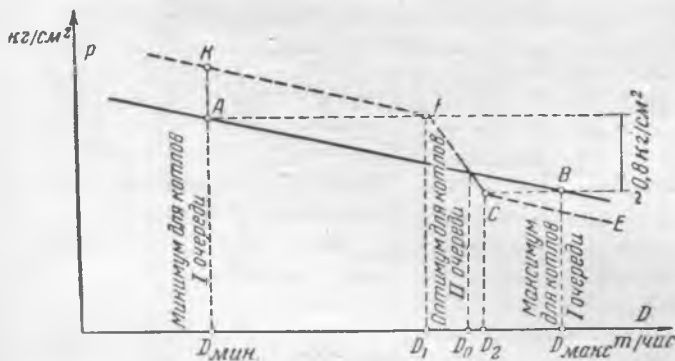


Рис. 5. График работы котлов I и II очереди.

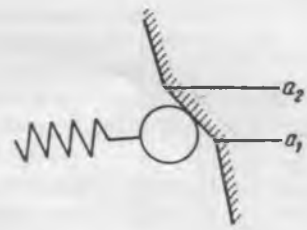


Рис. 6. Форма лекала регулятора нагрузки.

грузки котлов II очереди путем ручного воздействия на лекала настраиваются на оптимальную нагрузку; крутой участок ленты лекала (рис. 6) ограничивается в соответствии с пределами изменения нагрузки на котлах I очереди.

Работа котлоагрегатов при такой настройке будет происходить по примерному графику рис. 5. При изменении давления от A до B котлоагрегаты I очереди нагружаются. Увеличение производительности котлоагрегатов II очереди будет весьма незначительным (от D_1 до D_2) и определяется крутизной лекала между точками a_1 и a_2 (рис. 6). В случае, если давление пара понизится ниже точки B или повысится выше точки A , то вступят в действие регуляторы котлов II очереди по линии $C-E$ или $F-K$.

Таким образом, при изменениях давления в пределах неравномерности, установленной для котлоагрегата I очереди, котлоагрегаты II очереди находятся в режиме, весьма близком к оптимальному. Авторегуляторы котлоагрегатов II очереди вступают в действие лишь в том случае, если давление пара выйдет из пределов неравномерности, установленной для котлоагрегатов I очереди.

Ручная корректировка распределения нагрузок между котлоагрегатами производится начальником смены согласно ежедневно составляемому графику нагрузки котельного цеха. Лекала регуляторов топлива и воздуха для этой цели снабжены специальными настроечными приспособлениями, выведенными на фронт щита автоматики.

Как видно из рис. 7, давление пара в главном паропроводе при данной схеме поддерживается вполне удовлетворительным.

По аналогии с приведенной выше схемой и на первой электростанции было решено на самом крупном ($D = 150 \text{ т/час}$) и наиболее экономичном котлоагрегате установить индивидуальный регулятор давления типа КРД (рис. 1, пунктир). Распределение нагрузок между котлоагрегатами среднего давления на станции после этого стало определяться настройкой их регуляторов давления.

На всех котлоагрегатах было осуществлено регулирование экономичности по соотношению топливо — воздух. На некоторых котлоагрегатах удовлетворительно поддерживалось содержание CO_2 в уходящих газах при колебаниях нагрузки в $30 \div 40\%$ (среднемесячные отклонения содержания CO_2 составляли $\pm 0,5 \div 0,6\%$).

Однако опыт эксплуатации показал, что схема регулирования по соотношению топливо — воздух имеет следующие основные недостатки: регулятор воздуха не учитывает присосов воздуха в топке; заданный избыток воздуха нарушается

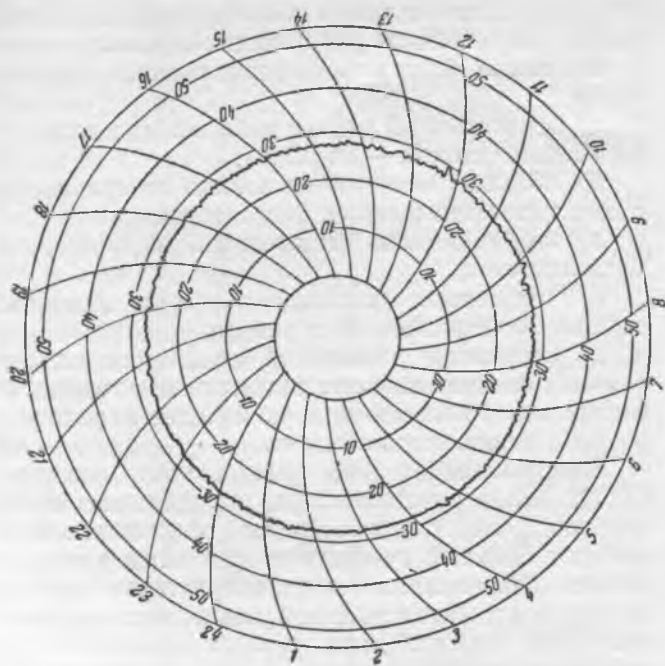


Рис. 7. Диаграмма давления пара в котельной при автоматическом регулировании.

при остановке одной из двух мельниц; количество топлива неоднозначно определяется положением движка группового реостата; при изменении качества топлива требуется систематическая ручная корректировка.

Опыт ряда станций показал², что при вводе автоматического корректора по расходу пара или осуществлении схемы пар — воздух влияние перечисленных выше факторов сводится к минимуму. Однако при этом схема регулирования значительно усложняется, а ее динамические качества несколько ухудшаются по сравнению со схемой — воздух.

Поэтому более совершенной схемой регулирования экономичности с нашей точки зрения следует считать схему с непосредственным импульсом от CO_2 (или O_2). Осуществление такой схемы тормозится в настоящее время отсутствием малоинерционных газоанализаторов, которые необходимо создать в кратчайшие сроки.

Организация эксплуатации автоматизированного оборудования

Перед наладкой авторегуляторов процесса горения впервые или после капитального ремонта путем специально проводимых испытаний определялись следующие основные данные: величина минимальной нагрузки котлоагрегата, определяемая устойчивостью горения при работе всех питателей пыли; величина максимальной нагрузки котлоагрегата, определяемая длительным бесшлаковочным режимом — также при работе всех питателей пыли; скорости вращения питателей пыли и оптимальное содержание CO_2 в газах при минимальной и максимальной нагрузках; изменения величины сопротивления воздухоподогревателя (по воздушной стороне), разрежения в топке

² Д. П. Ларионов и В. В. Романцов, Использование импульса по расходу пара для автоматизации процесса горения, «Электрические станции», 1952, № 10.

и температуры уходящих газов в регулируемом диапазоне нагрузки; положение направляющих аппаратов или заслонок, регулирующих расход воздуха и тяги, для предельных положений нагрузок.

На основании этих данных производилась настройка авторегуляторов горения на оптимальные условия работы котлоагрегата и составлялась режимная карта, по которой персонал мог контролировать работу авторегуляторов, не допуская отклонений от принятых режимов. Как правило, все показатели в режимной карте давались для трех нагрузок (100, 75 ÷ 80 и 60 ÷ 65% от номинальной).

Кроме того, ежемесячно производятся небольшие по объему испытания каждого автоматизированного котлоагрегата, проверяется настройка авторегуляторов и в соответствии с состоянием агрегата корректируется режимная карта. На рис. 8 приведены результаты проверки работы авторегуляторов горения во время одного из испытаний такого рода на котлоагрегате, оборудованном гидравлическими регуляторами.

Замеченные дефекты котлоагрегатов, выявленные во время их кампании, фиксировались в специальных ведомостях и устранялись во время текущих и капитальных ремонтов или при ближайших остановках котлоагрегатов. При этом уплотнялись газоходы, топка, воздухоподогреватель и пылесистема; повышалась плотность питателей пыли (замена звездочек, уменьшение зазоров и т. д.); приводились в порядок зажигательные пояса; производилась чистка поверхностей нагрева; проверялось состояние амбразур пылеуголь-

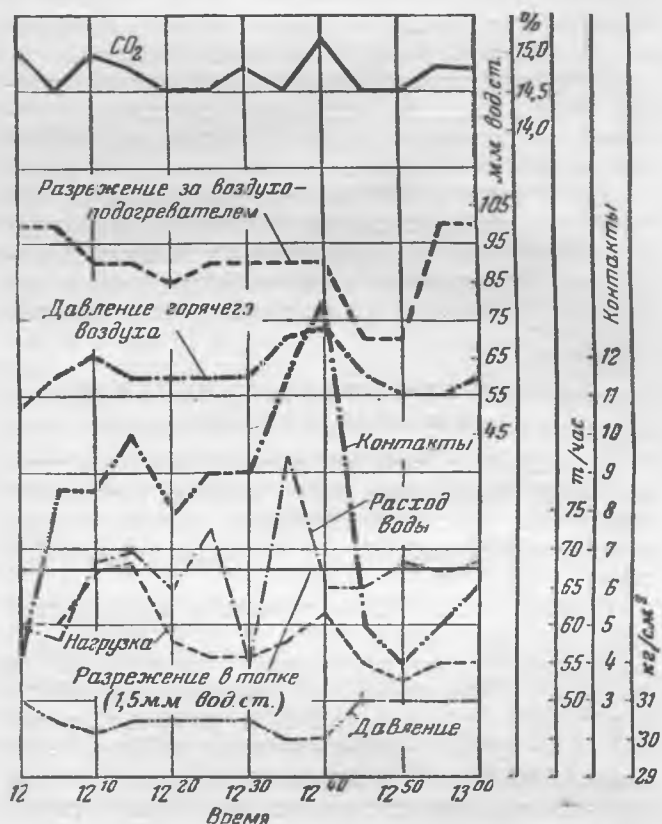


Рис. 8. Результаты проверки работы автоматических регуляторов горения гидравлической системы на одном из котлоагрегатов.

ных горелок и корректировалось положение конуса-рассекателя и т. д.

Для обслуживания авторегуляторов тепловых процессов при цехе автоматики и теплового контроля каждой станции были созданы группы автоматики из 5—6 чел. во главе с мастерами. Эти группы производят настройки авторегуляторов, обслуживают их во время эксплуатации и ремонтируют аппаратуру автоматики во время текущих и капитальных ремонтов.

Обслуживание и ремонт регуляторов производится по специально разработанным графикам, утвержденным главными инженерами станций. На каждый регулятор заведен специальный паспорт, куда заносятся, помимо характеристик регулятора, данные его настройки и содержания ремонтов.

По отдельным видам авторегуляторов разработаны эксплуатационные инструкции для персонала, обслуживающего автоматизированное оборудование.

Замеченные ненормальности в работе оборудования или авторегуляторов заносятся начальником смены котельного цеха в книгу дефектов.

Персонал цехов теплового контроля и автоматики систематически повышает свою квалификацию по специально разработанным программам.

Для персонала котельного цеха организованы курсы по изучению тепловой автоматики, в основном — правил эксплуатации авторегуляторов, оперативных переключений в схемах автоматики, возможных неполадок в работе авторегуляторов, требований к основному оборудованию и т. д.

В целях ознакомления персонала с устройством и работой автоматики используются также противоаварийные тренировки, доски вопросов и ответов, инструктаж на рабочих местах, проверка знаний «Правил технической эксплуатации».

Для инженерно-технических работников станций было проведено несколько семинаров по тепловой автоматике, а также выпущен ряд информационных материалов.

Все перечисленные выше мероприятия по организации эксплуатации автоматизированного оборудования позволили существенно поднять коэффициент использования автоматики горения, который в настоящее время составляет в среднем $0,92 \div 0,95$.

Сравнение авторегуляторов разных систем

Большинство авторегуляторов тепловых процессов на упомянутых выше станциях составляют регуляторы электромеханической, гидравлической и электронной систем отечественного производства.

Опыт их эксплуатации позволяет дать следующую сравнительную оценку.

Гидравлические регуляторы, выпускаемые в последнее время заводом «Теплоавтомат», просты в обслуживании и надежны в работе. Случаев выхода из строя агрегатов по вине регуляторов не было. Наибольшая эффективность автоматизации процесса горения достигнута на котлоагрегатах, оборудованных этими регуляторами. Это объясняется, во-первых, хорошим освоением регуляторов и, во-вторых, индивидуальными регуляторами

нагрузки, позволяющими обеспечить оптимальный режим параллельно работающих котлоагрегатов.

Основные недостатки гидравлических регуляторов:

а) ограниченный радиус действия (по длине — до 40 м, по высоте — до 20 м);

б) большая нечувствительность по сравнению с электромеханическими регуляторами;

в) необходимость тщательной герметизации маслосистемы;

г) отсутствие охлаждения масла, довольно сильно нагревающегося в работе;

д) отсутствие указателей положения регулирующих органов на щите автоматики и гидравлических синхронизаторов двух и более параллельно работающих сервомоторов.

Электромеханические регуляторы системы ЦКТИ более чувствительны, но работают менее надежно, чем гидравлические регуляторы. Они требуют большей профилактики и чаще ремонтируются. Обслуживание этих регуляторов требует от персонала более высокой квалификации. Вместе с тем стандартность и взаимозаменяемость отдельных частей и узлов у электромеханических регуляторов облегчают их эксплуатацию.

Основные недостатки электромеханических регуляторов, относящиеся в первую очередь к регуляторам процесса горения, заключаются в следующем:

а) наличие большого числа контактных устройств, снижающее надежность работы этих регуляторов.

б) сложность статической и динамической настройки;

в) значительная нечувствительность измерительной системы (при кинематической схеме);

г) наличие сервомотора с большим выбегом;

д) отсутствие универсальности в выборе схем регулирования на базе выпускающихся колонок регулирования. Кроме того, имеются многочисленные дефекты и конструктивные недоработки аппаратуры регулирования электромеханической системы, подробно перечисленные в ряде статей³.

Следует также особо отметить плохое качество изготовления электромеханических регуляторов заводами Главтурбпрома Министерства транспортного и тяжелого машиностроения. Качество регуляторов этой же системы, выпускаемых заводом «Энергодеталь», несравненно выше.

Электронные регуляторы типа ЭР-ВТИ (выпуск 1953 г.) за короткое время зарекомендовали себя в эксплуатации вполне положительно, так как они надежны в работе, просты в настройке и обладают высокой чувствительностью. За 10 мес. их эксплуатации никаких неполадок не было. Главное же их преимущество по сравнению с регуляторами других систем заключается с нашей точки зрения в универсальности и возможности суммирования любых импульсов без увеличения нечувствительности. Эти качества бесспорно обеспечивают электронным регуляторам ведущую роль в деле дальнейшего внедрения автоматизации тепловых процессов на электростанциях.

³ См., например, статью Б. Л. Кутмана и Д. К. Миронова в сборнике «Автоматическое регулирование тепловых процессов на электростанциях», Госэнергоиздат, 1952.

Необходимо отметить, что перспективный выбор регуляторов для дальнейшего внедрения на электростанциях должен быть тесно увязан с задачами комплексной автоматизации тепловых (и в первую очередь котельных) цехов электростанций. С этой точки зрения также следует признать электронные регуляторы более предпочтительными, так как благодаря их универсальности, высокочувствительности и компактности можно легче всего осуществить наиболее прогрессивные схемы регулирования (например, регулятор горения с импульсом по O_2 , трехимпульсный регулятор воздуха, трехимпульсный регулятор питания и т. д.).

Кроме того, при создании комбинированных и малогабаритных приборов теплового контроля, очевидно, будет широко использована электроника, а это позволит обеспечить в дальнейшем постепенное сращивание аппаратуры контроля и регулирования.

Эффективность автоматизации процессов горения

Автоматизация процесса горения улучшила поддержание параметров пара перед турбинами. Отклонения давления пара перед турбинами при ручном регулировании процесса горения составляли на среднем давлении $\pm 1,5 \text{ ата}$ и на высоком давлении $\pm 2,5 \text{ ата}$; при автоматическом регулировании они уменьшились соответственно до $\pm 0,4$ и $\pm 1,0 \text{ ата}$ (рис. 2 и 7). Это повысило к. п. д. турбин на $0,2 \div 0,3\%$.

Внедрение авторегуляторов горения существенно повысило экономичность сжигания топлива. Коэффициент полезного действия автоматизированных котлоагрегатов поднялся на $0,5 \div 1,5\%$. В этом приросте к. п. д., естественно, значительную роль сыграло выполнение тех повышенных требований к оборудованию и режиму его работы, которые предъявили авторегуляторы горения.

С целью выявления эффективности работы автоматики горения на одном из котлоагрегатов были проведены специальные испытания⁴. В результате этих испытаний было установлено, что при автоматическом регулировании процесса горения к. п. д. котлоагрегата на $1,25\%$ выше, чем при ручном регулировании. Работа по определению экономического эффекта от автоматизации процесса горения продолжается и в настоящее время.

Автоматизация процесса горения значительно подняла культуру эксплуатации и ремонта оборудования, а также подняла квалификацию и расширила кругозор обслуживающего персонала.

Внедрение авторегулирования существенно изменило характер труда эксплуатационного персонала. Так как при автоматизации все органы управления агрегатом были сосредоточены на общем тепловом щите, то персонал осуществляет

лишь контроль за работой оборудования и периодически корректирует работу авторегуляторов по показаниям приборов. Это значительно повысило надежность работы автоматизированного оборудования.

Автоматизация процесса горения расширила зону обслуживания машиниста котла и позволила в некоторых случаях высвободить обслуживающий персонал. Так, на упомянутых выше двух электростанциях было высвобождено 20 машинистов котлоагрегатов. Следует, однако, заметить, что в связи с высвобождением водосмотров нагрузка на машиниста котла значительно увеличивается. Это обстоятельство необходимо учитывать при расширении зоны обслуживания машиниста котла.

Выводы

1. В освоении авторегуляторов процесса горения определяющее значение имеет правильная организация эксплуатации автоматизированных котлоагрегатов. При этом необходимо не только привести оборудование и режим его работы в нормальное состояние, но и обеспечить систематический контроль за ними в процессе эксплуатации.

2. Надежная работа и высокий коэффициент использования автоматики лучше всего могут быть обеспечены при организации эксплуатации авторегуляторов по выработанной методике с учетом местных условий каждой станции.

3. Использование схемы с главным регулятором (давления) удобно в том случае, когда необходимо регулировать давление в одной определенной точке с наименьшей возможной неравномерностью. Так как практически такое условие встречается редко, большую эффективность при автоматизации параллельно работающих котлоагрегатов дает применение индивидуальных регуляторов нагрузки.

4. Существующие схемы регулирования экономичности процесса горения по соотношению топливо — воздух или пар — воздух обладают существенными недостатками. Создание малоинерционного газоанализатора на CO_2 (или O_2) позволит иметь самую совершенную схему регулирования экономичности процесса горения.

5. Из распространенных в настоящее время авторегуляторов разных систем электронным регуляторам по сумме их эксплуатационных качеств принадлежит ведущее место в деле дальнейшего совершенствования автоматизации тепловых процессов на электростанциях.

6. Достигнуть максимальной эффективности автоматизации котельных цехов электростанций можно только при переходе от автоматического регулирования отдельных процессов к комплексной автоматизации этих цехов. Необходимо в ближайшее время создать базу для такой комплексной автоматизации как путем создания новых видов аппаратуры теплового контроля и автоматического регулирования, так и путем коренного пересмотра динамических качеств и конструкций котлоагрегатов.

⁴ Испытания проводились в 1952 г. кафедрой котлостроения Харьковского политехнического института имени В. И. Ленина.

Трехимпульсные электронные регуляторы питания

Канд. техн. наук В. Д. Миронов и инж. А. В. Наумов

Схема регулирования

В устройстве трехимпульсного регулирования питания (рис. 1) регулятор 1 находится под одновременным воздействием импульсов от уровнемера 2, водомера 3 и паромера 4. Импульс по расходу воды, выполняя стабилизирующие функции жесткой обратной связи, одновременно придает регулятору питания также свойство регулятора постоянства расхода питательной воды. Импульс по расходу пара противодействует импульсу по расходу воды и позволяет получить любой знак неравномерности регулирования. При резких изменениях паровой нагрузки, когда существенно проявляется так называемое явление «набухания», введение импульса по расходу пара способствует сокращению отклонения уровня в направлении, противоположном вызванному явлением «набухания».

К числу недостатков трехимпульсного регулятора следует отнести его сложность, а также некоторые эксплуатационные недостатки.

Допустим, что рассматриваемый регулятор имеет нулевую неравномерность. Если произошло какое-либо изменение в балансе по расходу пара и притоку питательной воды, которое не учитывается паромером и водомером регулятора, например при продувке или при изменении (уменьшении) подачи питательной воды по второй (резервной) питательной линии¹, то поведение регулятора будет соответствовать поведению одноимпульсного регулятора и сопровождаться появлением неравномерности регулирования. Как правило, эта неравномерность достигает больших значений в сравнении с одноимпульсным регулированием.

В то же время, увеличение неравномерности требуется для обеспечения устойчивости процесса регулирования. Квадратичная характеристика водомера позволяет обеспечить устойчивость процесса регулирования, только начиная с некоторой минимальной нагрузки $D_{мин}$. Снижение этого предела требует увеличения неравномерности регулирования. Кроме того, увеличение влияния паромера и водомера способствует сокращению колебаний в подаче питательной воды и уровня при резких изменениях паровой нагрузки, и с этой точки зрения также целесообразно.

Два трехимпульсных регулятора одного и того же котельного агрегата, снабженные самостоя-

тельными водомерами, измеряющими расход воды через «свой» клапан, могут работать как в симметричном, так и в несимметричном² режимах.

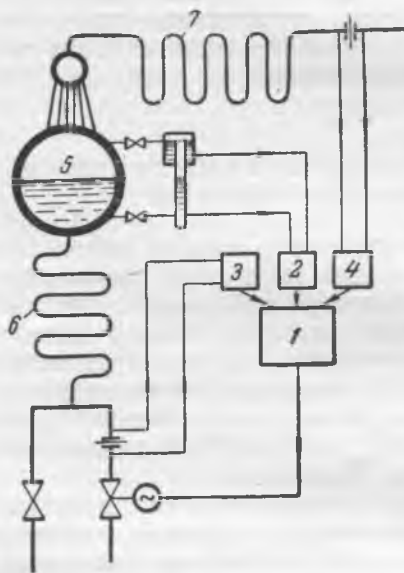


Рис. 1. Схема трехимпульсного регулятора питания.

- 1 — регулятор;
- 2 — уровнемер;
- 3 — водомер;
- 4 — паромер;
- 5 — барбан;
- 6 — экономайзер;
- 7 — пароперегреватель.

Настройка регулятора

Целью настройки трехимпульсного регулятора является: а) обеспечение устойчивости работы регулятора «в малом», т. е. устранение так называемой «переброски»;

б) обеспечение устойчивости процесса регулирования «в большом», т. е. при значительных возмущениях;

в) возможное сокращение отклонений уровня, как при спокойном режиме, так и при значительных возмущениях котельного агрегата;

г) возможное уменьшение размаха колебаний в подаче питательной воды (автоколебаний) относительно среднего значения, определяемого паровой нагрузкой.

Основными средствами к достижению желательного результата является правильный выбор параметров настройки регулятора: коэффициента неравномерности δ , зоны нечувствительности по уровню Δ , скорости регулирования S , а также параметров настройки устройства упругой связи — времени изодрома T_i и скорости связи v .

Оптимальные значения параметров настройки определяют на основании динамических параметров объекта регулирования: запаздывания τ сек. и ско-

¹ Попытка установки на второй питательной и продувочной линиях дублирующих водомеров с подключением их к регулятору не достигает цели, так как суммирование импульсов, получаемых от приборов с квадратичными характеристиками, невозможно.

² Симметричный режим — с автоматически поддерживаемым равным распределением нагрузок между двумя линиями. Несимметричный режим — работа на одной линии с автоматическим вводом в работу второй в случае прекращения питания по первой.

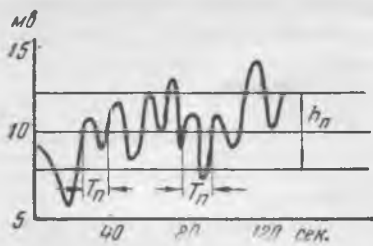


Рис. 2. Характер пульсаций уровня при измерении их с помощью уровнемера регулятора.

ности разгона $\epsilon = \frac{мв/сек}{т/час}$, которые определяют путем обработки характеристики разгона по уровню при возмущении питательной водой, как видно будет из рис. 6.

Помимо определения основных динамических параметров, необходимо также измерить полный размах h_n мв и средний период T_n сек. пульсаций по уровню. На рис. 2 показана вероятная картина пульсаций и способ измерения значений h_n и T_n .

Коэффициент неравномерности δ определяется из условия оптимальной настройки регулятора.

Импульс от водомера

$$\sigma_g = k_g D_g^2 \text{ мв.} \quad (1)$$

Коэффициент неравномерности при данной нагрузке

$$\delta = \frac{\partial \sigma_g}{\partial D_g} = 2k_g D_g \frac{мв}{т/час}. \quad (2)$$

Условие оптимальной настройки

$$\delta \geq \epsilon \tau. \quad (3)$$

Сопоставляя (2) и (3), получим:

$$\epsilon \tau \leq 2k_g D_g, \quad (4)$$

т. е. условие оптимальной настройки³ может быть выдержано только для одной определенной нагрузки, обслуживаемой регулятором линии.

Выбирают наименьшую величину нагрузки данной линии $D_{в мин}$, при которой должна быть обеспечена устойчивость процесса. Обычно значение

$$D_{в мин} = 0,2 \div 0,5 D_n, \quad (5)$$

где D_n — номинальная нагрузка линии.

При этом

$$\epsilon \tau = 2k_g D_{в мин},$$

откуда определяется значение постоянной водомера

$$k_g = \frac{\epsilon \tau}{2D_{в мин}} \frac{мв}{(т/час)^2} \quad (6)$$

и окончательное значение коэффициента неравномерности (при данном расходе D_g через водомер):

$$\delta = \epsilon \tau \frac{D_g}{D_{в мин}}, \quad (7)$$

которое изменяется пропорционально нагрузке и будет наибольшим при ее максимальном значении

$$D_g = D_{в макс}.$$

Величина зоны нечувствительности определяется из условия отсутствия „переброски“. Переброска может быть вызвана пульсациями уровня, чрезмерным воздействием упругой обратной связи, а также совместным их воздействием.

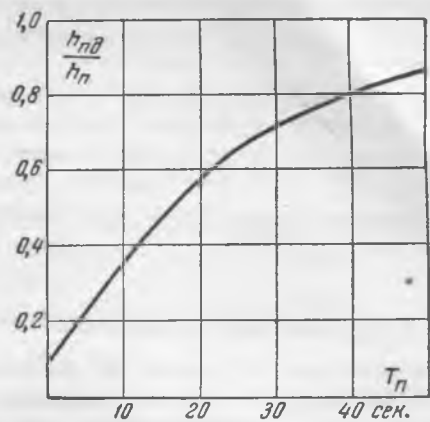


Рис. 3. График для определения $h_{нд}$.

Практически наиболее интересный случай, т. е. получение минимального размаха колебания в подаче питательной воды, соответствует минимальной продолжительности включения регулятора, которую можно принять равной

$$t_{вкл мин} = 0,3 \text{ сек.} \quad (8)$$

Обычно период пульсации по уровню

$$T_n \geq 10 \text{ сек.}$$

При этом условия отсутствия „переброски“ определяют зону нечувствительности регулятора следующими двумя уравнениями:

$$\Delta \geq h_{нд} + 2k_g D_g S(t_{вкл мин} + t_{выб}) \text{ мв,} \quad (9)$$

$$\Delta \geq 5k_g D_g (t_{вкл мин} + t_{выб}) \text{ мв.} \quad (10)$$

Второе уравнение получено применительно к установленному времени изодрома $T_i \geq 5$ сек. Если ориентироваться на наиболее выгодные условия, то лучше выбирать время изодрома в пределах $T_i = 1 \div 3$ сек. Тогда уравнение (10) можно написать:

$$\Delta \geq 2k_g D_g (t_{вкл мин} + t_{выб}) \text{ мв.} \quad (11)$$

Необходимо подсчитать величину зоны нечувствительности по формулам (9) и (10) и ориентироваться на большее значение.

Размах пульсаций по уровню $h_{нд}$ снабжен индексом δ . Это показывает, что величина $h_{нд}$ должна быть подставлена с учетом демпфирования.

Применение демпфирования приводит к уменьшению значения $h_{нд}$, что позволяет уменьшить зону нечувствительности.

¹ В случае применения электрического демпфера (электронного регулирующего прибора ЭР-III) значение $h_{нд}$ может быть определено на основании измеренных величин T_n и h_n с помощью графика, изображенного на рис. 3 (кривая дана для полностью введенного демпфера прибора ЭР-III).

При отсутствии электротормоза время выбега может доходить до значительных величин, превышающих 0,5 сек. Применение электротормоза⁴ снижает время выбега до величин менее 0,2 сек.

⁴ Н. И. Давыдов и А. В. Цыбин, Электрическое торможение электромеханических сервомоторов, „Известия ВТИ“, 1952, № 7.

³ Соответствующее знаку равенства в формуле.

Последняя величина при наличии электротормоза может быть принята в качестве исходной без измерений.

В общем случае определение зоны нечувствительности нужно производить для различных нагрузок, каждый раз подставляя соответствующие значения $h_{нд}$, D_a и S . Как правило, однако, наилучшие условия существуют при максимальной нагрузке, для которой и нужно производить расчет.

Качество регулирования

Отклонения уровня и размах колебаний в подаче питательной воды в процессе автоколебаний. В процессе регулирования при неизменной нагрузке котельного агрегата уровень и подача питательной воды даже в идеальном случае (т. е. в пренебрежении постоянно существующими мелкими возмущениями) не остаются постоянными, а находятся в незатухающем колебательном движении. Эти движения являются следствием отсутствия в рассматриваемом процессе эффекта самовыравнивания и называются автоколебаниями.

При трехимпульсном регулировании полный размах автоколебаний по уровню практически укладывается в зону нечувствительности

$$\sigma_{у нз} \leq \Delta, \quad (12)$$

подсчитанную без учета демпфирования [в формуле (9) $h_{нд}$ положено равным h_n].

Размах автоколебаний в подаче питательной воды определяют следующим образом:

$$\lambda_{в нз} \approx S(t_{вкл} + t_{выб}) \text{ м/час}. \quad (13)$$

Период автоколебаний подсчитывают так:

$$T_{нз} \approx 4 \left(\frac{\Delta - h_{нд}}{\epsilon S (t_{вкл} + t_{выб})} - \frac{2k_a D_a}{\epsilon} \right) \text{ сек}. \quad (14)$$

Отклонения уровня и изменения в подаче питательной воды при значительных возмущениях. При оценке качества регулирования удобно рассматривать отдельные группы возмущений, однотипных по своему воздействию на регулятор.

К первой группе относятся возмущения питательной водой, учитываемые водомером регулятора. Отклонения уровня при должной скорости регулирования здесь незначительны и, как правило, не являются определяющими для оценки качества регулирования в целом. Максимальное отклонение уровня может быть подсчитано по формуле

$$\sigma_{макс}^1 \approx \frac{1}{\gamma_y} \cdot \frac{\epsilon \lambda_1^2}{2S_{ср}} \text{ мм вод. ст.}, \quad (15)$$

где $\lambda_1 = D_{a1} - D_{a2}$ — величина возмущения, м/час;
 γ_y — крутизна характеристики уровнемера, мв/мм вод. ст.;
 $S_{ср}$ — средняя скорость регулирования в диапазоне возмущения, $\frac{\text{м'час}}{\text{сек}}$.

Неравномерность регулирования при „первом“ виде возмущения практически не превышает зоны нечувствительности регулятора.

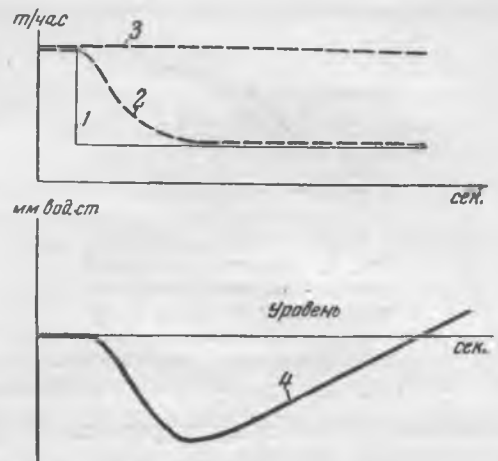


Рис. 4. Характеристика разгона по уровню при возмущении топливом.
 1 — подача топлива; 2 — расход пара; 3 — подача воды;
 4 — фактическое изменение уровня.

Ко второй группе относятся возмущения питательной водой, не учитываемые водомером регулятора. Для них максимальные отклонения уровня существенно превышают предыдущие:

$$\sigma_{макс}^II \approx \frac{\epsilon \tau \lambda_{II}}{\gamma_y} \cdot \left(\frac{D_{a1} + D_{a2}}{4D_{в мин}} + 1 \right) \text{ мм вод. ст.}, \quad (16)$$

где $\lambda_{II} = D_{a1} - D_{a2}$ — величина возмущения, м/час;
 $D_{в мин}$ — расчетная минимальная нагрузка линии, м'час.

Формула (16) справедлива при скорости регулирования, превышающей минимальное значение, определяемое формулой (19).

При „втором“ виде возмущения имеет место определенная неравномерность регулирования, а именно — понижение среднего установившегося значения уровня с увеличением нагрузки линии:

$$\sigma_{ост}^II \approx \frac{k}{\gamma_y} (D_{a1}^2 - D_{a2}^2) \text{ мм вод. ст.}, \quad (17)$$

где D_{a1} — начальный (до возмущения) расход воды, измеряемый водомером регулятора, м/час;

D_{a2} — установившийся конечный (после возмущения) расход воды, измеряемый водомером регулятора, м/час;

k_a — постоянная водомера [см. формулу (6)].

К третьей группе относятся возмущения, производимые путем резкого изменения топочно-режима. Характерным является отключение одного или нескольких пылепитателей. В этом случае характеристика разгона имеет своеобразную форму (рис. 4): начальное направление изменения уровня определяется не возникающим небалансом между расходом пара и притоком воды, а „набуханием“⁵. Лишь спустя некоторое время движение уровня изменяется на противоположное и согласуется с возникшим небалансом. При „третьем“ виде возмущения четко проявляется одна из особенностей трехимпульсного регулятора в сравнении с одноимпульсным.

Одноимпульсный регулятор, следуя за уровнем, вначале увеличивает небаланс между при-

⁵ В. Д. Миронов и А. В. Наумов, Расчет и настройка одноимпульсного регулятора питания, „Известия ВТИ“, 1952, № 1.

током воды и расходом пара и лишь спустя некоторое время, когда уровень начнет изменяться в обратном направлении — уменьшает небаланс (см. ниже на рис. 7,б пунктир)*. В итоге одноимпульсный регулятор сокращает первое максимальное отклонение $\sigma_{\text{макс}1}^{\text{III}}$, но искусственно увеличивает максимальное отклонение противоположного знака $\sigma_{\text{макс}2}^{\text{III}}$. В процессе регулирования наблюдается существенное нарушение баланса между притоком воды и расходом пара, превышающим начальное возмущение.

Трехимпульсный регулятор практически во всех случаях сразу стремится сократить возникающий небаланс. Это сопровождается увеличением первого максимального отклонения уровня не только по сравнению с одноимпульсным регулированием, но и по сравнению с характеристикой разгона. В дальнейшем уровень сравнительно медленно возвращается к исходному значению. Отклонение уровня в направлении, противоположном первичному, незначительно или вообще отсутствует.

Наконец, к четвертой группе возмущений относятся так называемые возмущения внешней нагрузкой. Характерным примером такого вида возмущения является внезапное отключение турбогенератора, что сопровождается резким подъемом давления пара и сбросом паровой нагрузки. Характеристика разгона при таком возмущении по форме подобна предыдущей. Однако скорость изменения паровой нагрузки здесь, как правило, значительно выше, чем в предыдущем случае. Кроме того, сброс нагрузки сопровождается здесь подъемом давления (вместо его падения в предыдущем случае), что усугубляет изменение уровня вследствие эффекта «набухания». В итоге начальное отклонение уровня происходит настолько быстро, что регулятор даже с весьма большой скоростью регулирования практически на него не влияет. Первое максимальное отклонение уровня при мгновенном сбросе внешней нагрузки определяется только явлением «набухания». Это отклонение зачастую оказывается весьма большим и для своего ограничения требует проведения ряда мероприятий, не связанных с выбором типа и настройкой применяемого регулятора питания.

Второе максимальное отклонение уровня при возмущении внешней нагрузкой в «чистом» виде наблюдается весьма редко, так как обычно процесс осложняется наложением возмущений других видов (например, изменением режима работы топки). Во всех случаях, однако, трехимпульсный регулятор обеспечивает меньшие отклонения по сравнению с одноимпульсным.

На основании изложенного можно получить некоторые рекомендации по выбору скорости регулирования.

Малая скорость регулирования соответствует меньшему размаху автоколебаний в подаче питательной воды [формула (13)]. Однако уменьшение скорости нежелательно со всех прочих точек зрения, так как при этом увеличивается максимальное отклонение уровня при значительных возмущениях [см., например, формулу (15)] и воз-

растает продолжительность переходных процессов. Последнее обстоятельство, в свою очередь, благоприятствует увеличению отклонений уровня при повторяющихся возмущениях одного знака. Наконец, малая скорость неудобна при дистанционном управлении клапаном.

Поэтому лучше всего задаваться допустимым размахом автоколебаний в подаче питательной воды [формула (13)] и затем определять предельную скорость регулирования:

$$S \leq \frac{\lambda_{\text{внз}} \text{ м/час}}{t_{\text{вкл}} + t_{\text{выб}} \text{ сек}}, \quad (18)$$

где $t_{\text{вкл}} = 0,3$ сек.

Из формулы (18) непосредственно видно влияние выбега сервомотора $t_{\text{выб}}$. Его сокращение позволяет увеличивать скорость регулирования при неизменном размахе автоколебаний по расходу воды.

На практике чаще всего оказывается выгодным использование линейной характеристики питательного клапана, причем скорость регулирования обычно колеблется в пределах

$$S \approx (0,5 \div 5) \frac{D_{\text{в макс}} \text{ м/час}}{\tau \text{ сек}}, \quad (19)$$

где $D_{\text{в макс}}$ — максимальная нагрузка данной питательной линии.

При параллельной работе двух регуляторов в симметричном режиме следует иметь в виду удвоение скорости регулирования.

Экспериментальная проверка

Испытания трехимпульсного регулятора были произведены на однобарабанном котлоагрегате производительностью 80 м/час при давлении пара 70 ат. Агрегат длительно работал с нагрузкой до 50 м/час с максимальным пропуском воды по основной линии до 35 м/час и минимальным — порядка 15 м/час, что и было выбрано в качестве исходного при настройке регулятора. Перед испытанием регулятор длительно находился в эксплуатации, поэтому испытания были проведены как поверочные, с сохранением конструктивных данных (характеристики клапана, типа и скорости сервомотора и т. д.). Первичными приборами регулятора являются: уровнемер типа ДМ-40 с крутизной характеристики $\gamma_y = 0,8$ мв/мм вод. ст.⁶, водомер типа ДМ-400 ($\gamma_v = 3,7$ мв/м/час); паромер типа ДМ-1000 ($\gamma_p = 1$ мв/м/час). Регулирующий прибор типа ЭР-III. Сервомотор типа КДУ, время сервомотора 30 сек. Фактическая характеристика питательного клапана показана на рис. 5. Основная характеристика разгона, полученная в результате скачкообразного увеличения подачи питательной воды, дана на рис. 6.

По этим исходным данным для рабочего диапазона нагрузок (15 ÷ 35 м/час) определены следующие параметры:

запаздывание $\tau = 40$ сек.;

скорость разгона $\varepsilon = \frac{b}{\tau \lambda_0} = 0,04 \frac{\text{мв/сек}}{\text{м/час}}$ или

$0,05 \frac{\text{мм вод. ст.}}{\text{сек м/час}}$;

⁶ Имеется в виду крутизна, приведенная ко входу электронного блока, т. е. с учетом загрубления измерительного блока.

* Кривые получены опытным путем.

размах пульсаций $h_n = h_{n0} = 5$ мв (демпфирование не применяется);

скорость регулирования $S = 1,7$ при $D_0 =$

$= 3 \div 15$ т/час; $S = 3,5$ при $D_0 = 15 \div 20$ т/час; $S = 6,0$ при $D_0 = 20 \div 35$ т/час.

Расчет настройки производится по приведенным формулам (табл. 1).

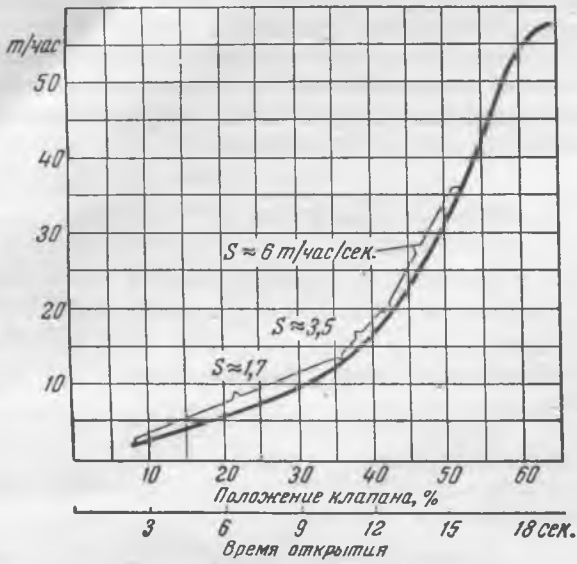


Рис. 5. Характеристика питательного клапана.

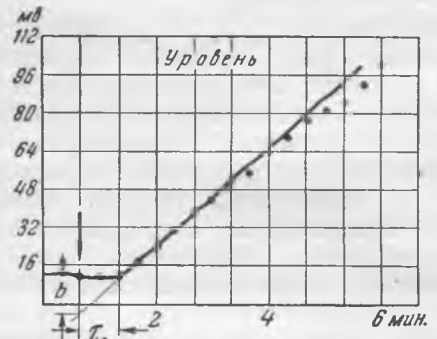
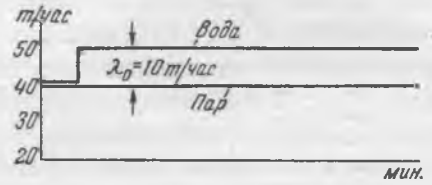


Рис. 6. Основная характеристика разгона котла по уровню.

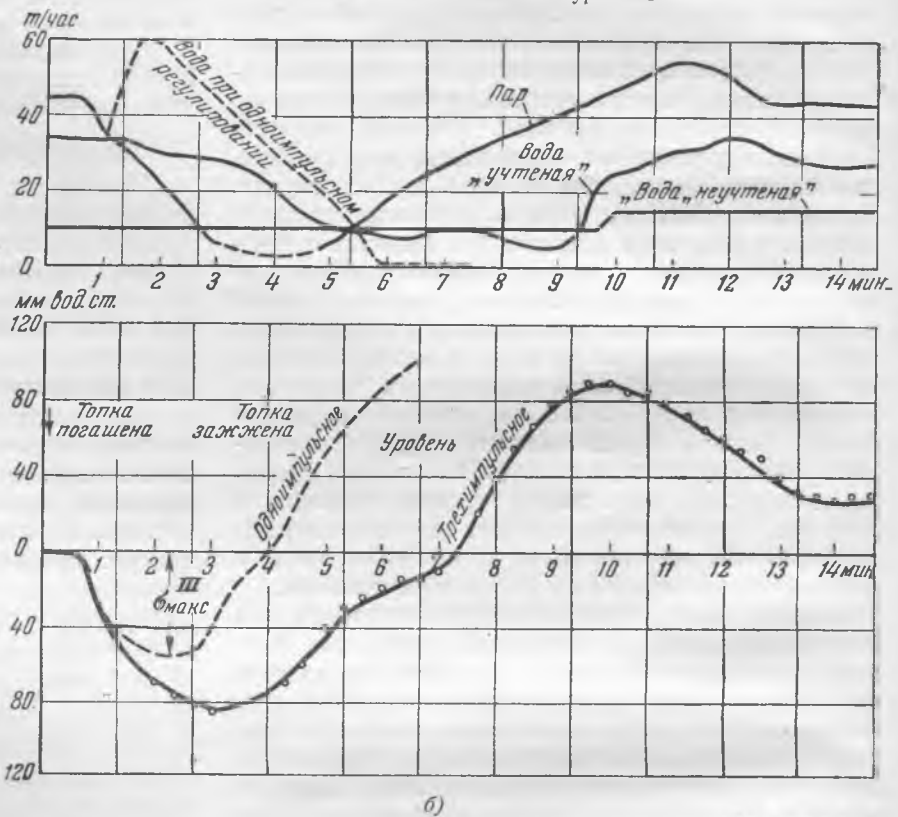
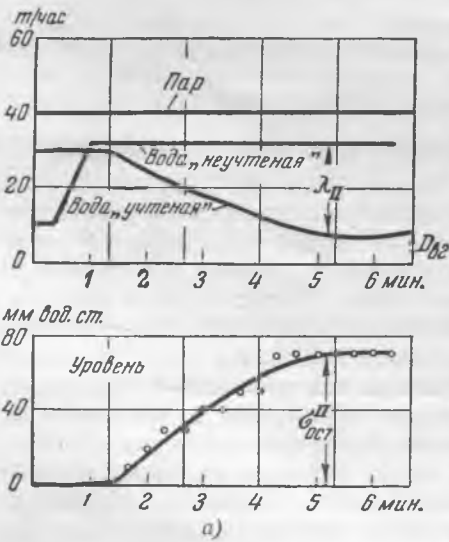


Рис. 7. Переходные процессы при различных возмущениях (трехимпульсное регулирование).
 а — отклонение уровня при „неучтенном“ возмущении питательной водой; б — отклонение уровня при изменении топочного режима (погашание и зажигание топки).

Таблица 1

Параметр настройки	Формула	Численное значение	Принято	Примечание
Степень влияния водомера	6	0,053 мв/(т/час) ²	0,06 мв/(т/час) ²	Фактическое
Рекомендуемый диапазон скоростей регулирования S	19	0,9 ÷ 5,5 т/час/сек	1,7 т/час/сек 3,5 6,0	$D_{0 \text{ мин}} = 13$ т/час $D_0 = 3 \div 15$ т/час $D_0 = 15 \div 20$ т/час $D_0 = 20 \div 35$ т/час
Зона нечувствительности Δ	9	15 мв	20 мв	При $D_0 = 35$ т/час

Величина	По формуле	Расчетное значение	Экспериментальное значение	Примечание
Амплитуда автоколебаний по уровню $\sigma_{уз}$	(12)	25 мм вод. ст.	10 мм вод. ст.	См. рис. 8,а (щитовой уровеньмер обладает вариацией, равной 10 мм вод. ст.)
Амплитуда автоколебаний по питательной воде $\lambda_{в нз}$	(13)	2,4 т/час	2 ÷ 3,5 т/час	См. рис. 8,б При $D_v = 30$ т/час
Период автоколебаний $T_{нз}$	(14)	200 сек.	200 ÷ 300 сек.	См. рис. 8,б При $D_v = 30$ т/час
Максимальное отклонение уровня при „учтенном“ возмущении питательной водой $\sigma_{макс}^I$	(15)	2,5 мм вод. ст.	Укладывается в зону нечувствительности	$\lambda_I = D_{в1} - D_{в2} = 30 - 10 = 20$ т/час $\sigma_{макс}^{II} \approx \sigma_{ост}^{II}$
Максимальное отклонение уровня при „неучтенном“ возмущении питательной водой $\sigma_{макс}^{II}$	(16)	75 мм вод. ст.	$\sigma_{макс}^{II} = \sigma_{ост}^{II} = 70$ мм вод. ст.	См. рис. 7а,
Остаточная неравномерность при „неучтенном“ возмущении питательной водой $\sigma_{ост}^{II}$	(17)	65 мм вод. ст.	$\sigma_{ост}^{II} = 70$ мм вод. ст.	См. рис. 7а

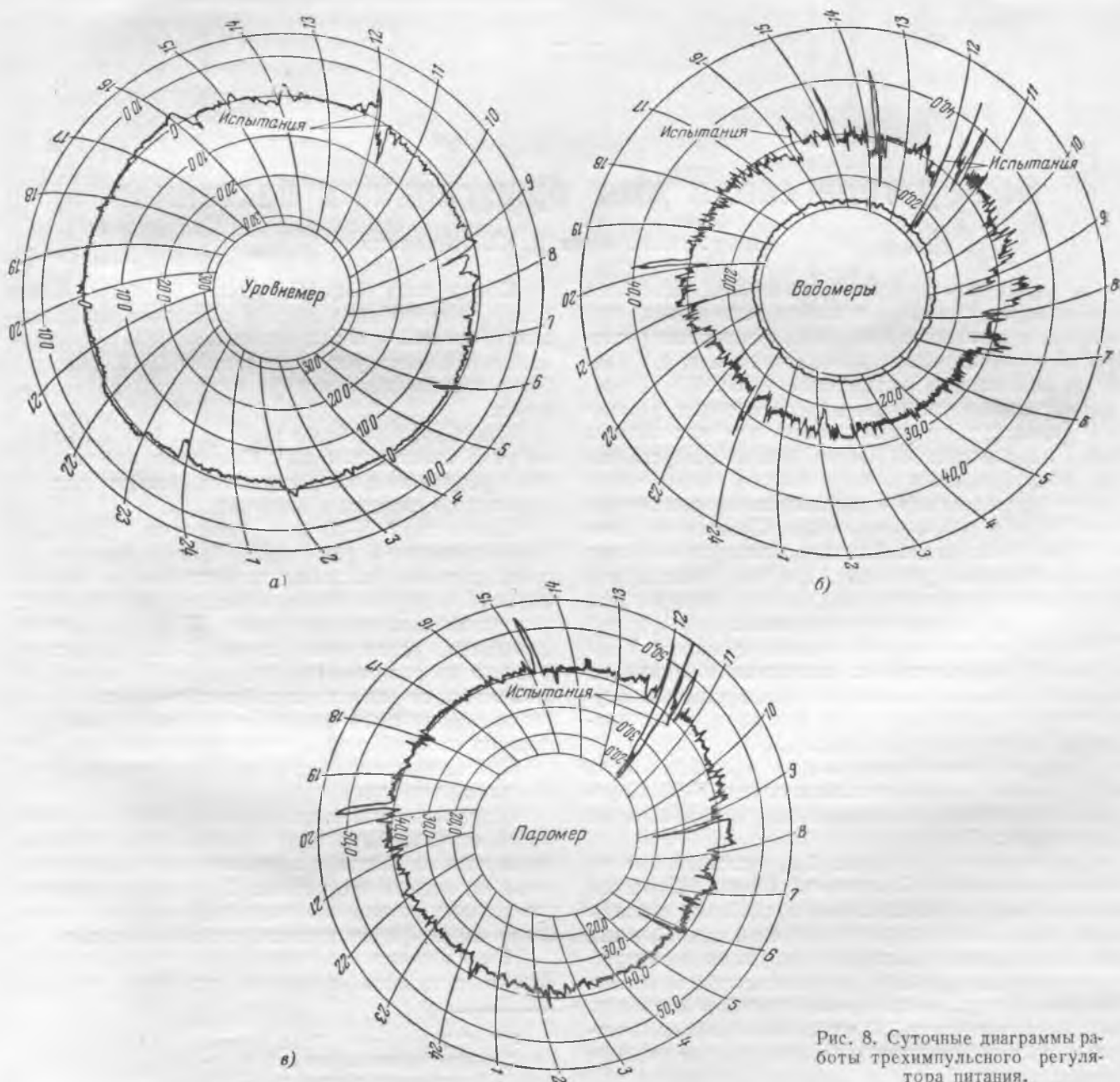


Рис. 8. Суточные диаграммы работы трехимпульсного регулятора питания.

Для проверки качества работы регулятора, правильности установленной настройки и выведенных формул были проведены испытания регулятора. Кривые, характеризующие работу регулятора, представлены на рис. 7 и 8. Основные величины, которые характеризуют качество регулирования, сведены в табл. 2. В этой же таблице приведены расчетные значения этих величин.

Работа регулятора при возмущении питательной водой, не учитываемой водомером регулятора, показана на рис. 7,а.

Работа регулятора при погасании и зажигании топки характеризуется кривыми, показанными на рис. 7,б.

На рис. 8 показаны суточные диаграммы, характеризующие обычную работу регулятора.

Выводы

1. Трехимпульсный электронный регулятор может быть выполнен на базе серийно выпускаемой аппаратуры.

2. Полученные формулы для расчета настройки регулятора хорошо согласуются с экспериментом и могут быть рекомендованы для применения.

3. Основными преимуществами трехимпульсного регулятора по сравнению с одноимпульсным являются:

а) уменьшение автоколебаний расхода питательной воды относительно значения, соответствующего паровой нагрузке;

б) сокращение небалансов между подачей питательной воды и расходом пара в переходные периоды при значительных колебаниях нагрузки и давления питательной воды.

4. Ценность трехимпульсного регулятора с квадратичными характеристиками водомера и паромера существенно снижается при наличии на данном котельном агрегате глубоких колебаний нагрузки. Дальнейшее весьма значительное улучшение качества регулирования возможно за счет применения водомера и паромера с линейными характеристиками по расходам.



Выбор типа сопла для брызгальных бассейнов

Канд. техн. наук Д. С. Жевахов

В улучшении работы брызгальных бассейнов важнейшую роль играет выбор типа сопел, создающих в комплексе с другими факторами (условия обдувания, распределение воды и т. д.) наиболее интенсивное охлаждение воды.

Имеющиеся сведения о работе сопел различных типов крайне разноречивы, так как авторы работ вели исследования на различных установках, оборудованных каждая только одним типом сопла. Исследования проводились по различным методикам в различных точках Советского Союза, при самых разнообразных метеорологических и климатических условиях. Вполне понятно, что полученные результаты не давали возможности получить сопоставимых результатов.

Кафедре теплоэнергетических установок УПИ в тесном содружестве с коллективом одной из крупнейших электростанций Урала удалось осуществить уникальный и по условиям и по масштабу «лабораторный» опыт.

Четыре секции брызгального бассейна были оборудованы четырьмя типами сопел: П-16, Спрекó, эвольвентными и так называемыми Б-10 инж. Божко (рис. 1).

Сопла типа П-16 (рис. 1,а) установлены на многих бассейнах Советского Союза. Простота изготовления и гидравлические свойства создали этому типу сопла широкую известность. Однако, как показал опыт эксплуатации, характеристика этого сопла неустойчива, она меняется с течением времени вследствие засорения щелей и коррозии, которые влекут за собой ухудшение работы брызгальных бассейнов, необходимость чистки и даже замены сопел.

Сопла типа Спрекó (рис. 1,б) бутылочного центробежного типа хотя и обладают необходимой простотой и незасоряемостью, однако по производительности уступают соплам П-16, они требуют повышенного напора и сложны в изготовлении.

Сопла эвольвентного типа (рис. 1,в) испытаны на ряде электростанций¹. Они дают благоприятные результаты, не засоряются, имеют ровный факел и не сложны в изготовлении.

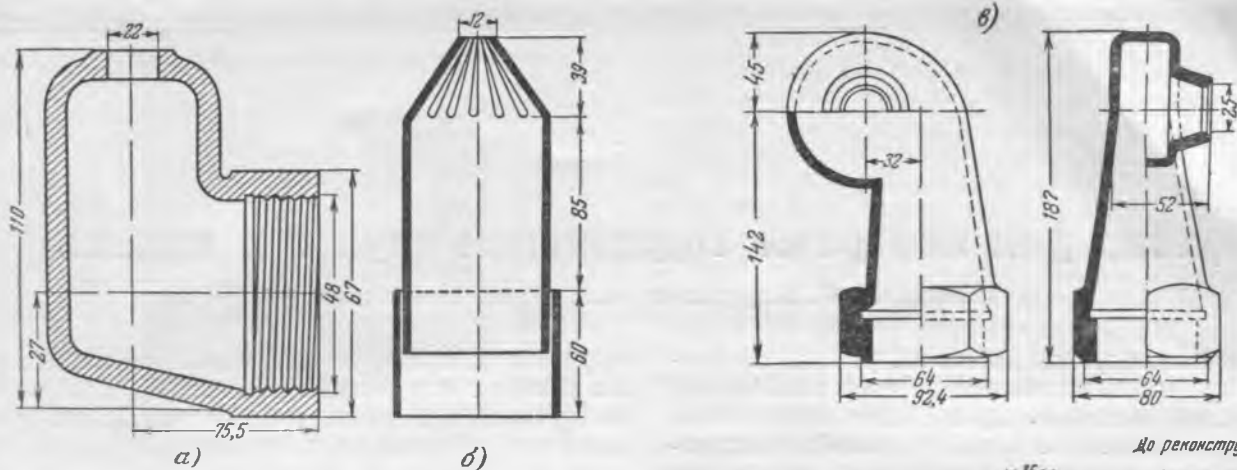
Сопла типа Б-10 мало известны (рис. 1,г). Они относятся к типу центробежных пустотельных сопел с тангенциальным подводом воды. Вертикальный патрубок сопла позволяет на бассейнах, оборудованных соплами типа П-16, без всякой переделки установить сопла Б-10. Ввод воды в сопло по касательной под углом 30° позволяет отказаться от всяких устройств внутри сопла для установления шага вихревого шнура. Сопло изготовлено из труб с применением сварки.

При испытаниях бассейнов была принята строго единая методика.

Гидравлическая характеристика каждого типа сопла вначале была получена на стенде, а затем проверена на месте путем измерения количества воды на отдельных нитках. При гидравлических испытаниях учтены все поправки на высоту установки сопел, форму кромки, род потока и т. п.

Исходя из полученных результатов, была определена плотность орошения для всех четырех

¹ Д. С. Жевахов, Н. М. Виленский и В. Ф. Волков, Работа брызгального бассейна с эвольвентными соплами, «За экономию топлива», 1950, № 6.



бассейнов. Результаты опытов даны в таблице и на рис. 2.

Тип сопла	Расходная характеристика, м ³ /час	Плотность орошения, м ³ /м ² час при p=5 м вод. ст.
П-16	$W = 13,5 \sqrt{p}$	1,47
Б-10	$W = 4,6 \sqrt{p}$	0,778
Эвольвентное	$W = 3,75 \sqrt{p}$	0,603
Спреко	$W = 3,46 \sqrt{p}$	0,77

Как следует из таблицы, плотность орошения для сопла П-16 оказалась выше рекомендованного ВТИ предела 1,2 м³/м² час, при котором начинается ухудшение работы брызгального бассейна.

Тепловые испытания проводились путем длительных и многократных измерений, а результаты этих испытаний были приведены к единым условиям, рекомендованным ВТИ: напору у сопла 6 м вод. ст., скорости ветра 3 м/сек, отношению температуры по влажному термометру к поправке на температуру охлажденной воды в зависимости от напора сопел $\frac{t_2}{t_1} = 0,65$. Расчеты проведены по схеме, предложенной ВТИ² и сравнивались с так

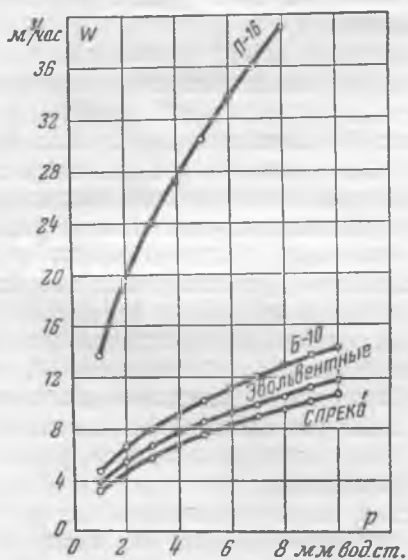


Рис. 2. Расходные характеристики сопел.

² Л. Д. Берман «Испарительное охлаждение циркуляционной воды», Госэнергоиздат, 1949.

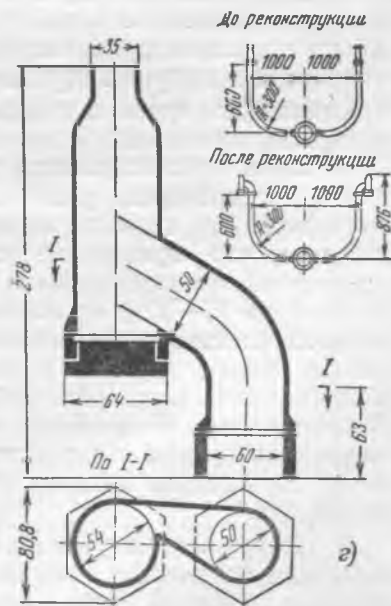


Рис. 1. Сопла разных типов для брызгальных насосов.

а — типа П-16; б — Спреко; в — эвольвентное; з — типа Б-10.

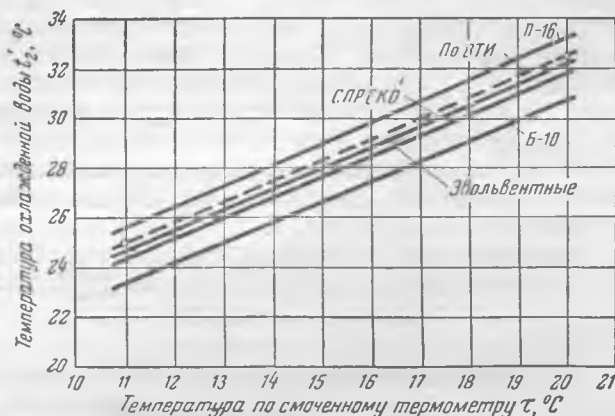


Рис. 3. Зависимость температуры охлажденной воды от температуры воздуха.

называемым образцовым бассейном ВТИ. Рис. 3 дает зависимость температуры охлажденной воды от температуры воздуха по смоченному термометру, из которой видно, что наилучший эффект достигнут при соплах типа Б-10, которые дали температуру охлажденной воды почти на 1° ниже, чем в бассейне, оборудованном эвольвентными соплами.

Таким образом, было установлено, что наиболее удачным по гидравлическим и по тепловым характеристикам является сопло типа Б-10, которое и рекомендуется для оборудования брызгальных бассейнов.

Прибор для контроля содержания грунта в пульпе

Инж. Е. Г. Кардаш и инж. В. С. Соколов

Для высокопроизводительной работы земснарядов при гидротехнических работах необходимы постоянный контроль процентного содержания грунта в смеси его с водой (пульпе), проходящей по трубопроводу, и определение количества намывтого или вынутого грунта в кубометрах.

В настоящее время нет надежных измерительных приборов, показывающих с необходимой степенью точности насыщенность пульпы грунтом, и совсем нет приборов, указывающих выработку земснаряда. Это является одной из главных причин того, что процентное содержание грунта в пульпе обычно колеблется в широких пределах (от 5—7 до 35—40% от объема). Не имея возможности следить за фактической насыщенностью пульпы, нельзя держать ее на высоком уровне из-за опасности закупорки трубопровода грунтом. Наличие надежных приборов, показывающих насыщенность пульпы и выработку земснаряда, позволит значительно повысить производительность земснаряда.

В Центральной научно-исследовательской лаборатории физических методов исследования материалов Главной государственной инспекции котлонадзора Министерства электростанций и электропромышленности был разработан новый прибор (автор Е. Г. Кардаш) для измерения процентного содержания грунта в пульпе с указателем количества выработанного грунта в кубометрах. Действие прибора основано на просвечивании трубопровода гамма-лучами искусственных радиоактивных веществ (изотопов). Общая схема прибора показана на рис. 1.

Радиоактивный источник 1 с гамма-излучателем устанавливается на одной стороне трубопровода (обычно под ним). По другую сторону тру-

бопровода (над ним) устанавливается ионизационная камера 2 или газовый счетчик (Гейгера) либо иной указатель гамма-лучей. В описываемом приборе была установлена ионизационная камера.

Гамма-лучи ряда радиоактивных источников обладают большой проникающей способностью. Они могут проходить через сталь толщиной более 300 мм, через слой воды толще 1,5 м и т. п. При этом гамма-лучи ослабляются веществом тем сильнее, чем больше его плотность.

Чем больше насыщенность пульпы грунтом, тем больше ее плотность. Поэтому при прохождении через трубопровод гамма-лучи ослабляются в зависимости от насыщенности пульпы грунтом. Соответственно изменяется интенсивность гамма-лучей, попадающих в ионизационную камеру.

Гамма-лучи ионизируют все вещества, т. е. обладают способностью выбивать электроны из атомов веществ. Попадая в ионизационную камеру, гамма-лучи выбивают электроны из ее стенок и ионизируют находящийся в ней воздух, вследствие чего в камере возникает ионизационный ток, пропорциональный интенсивности гамма-лучей, прошедших трубопровод. Этот ток усиливается в высокостабильном усилителе постоянного тока 3, на выходе которого включен стрелочный измерительный прибор 4, градуированный в процентах содержания грунта в пульпе.

Для измерения выработки земснаряда (в кубометрах вынутого или намывтого грунта) был применен дополнительный усилитель — смеситель 5 со счетчиком ампер-часов постоянного тока 6 на выходе.

При постоянной скорости прохождения пульпы по трубопроводу показания счетчика пропорциональны выработке земснаряда в кубометрах грунта, и он мог бы быть проградуирован непосредственно в кубометрах. Но так как скорость пульпы может изменяться в больших пределах, то для правильного показания указателя выработки необходима установка приспособления, учитывающего эту скорость. Для измерения скорости пульпы может служить любой из известных методов, например использование расходомера Вентури с дифференциальным манометром 7, который управляет потенциометрическим датчиком — переменным электрическим сопротивлением, включаемым в схему дополнительного усилителя 5 указателя выработки.

В качестве радиоактивного вещества был использован изотоп — кобальт-60, который теперь широко применяется для промышленной дефектоскопии металлов. Стоимость этого препарата, (для одного прибора) не превышает нескольких десятков рублей.

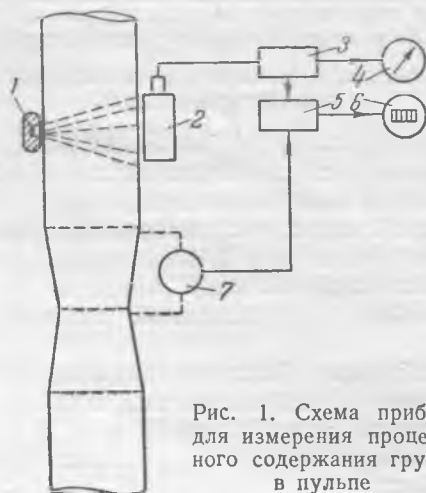


Рис. 1. Схема прибора для измерения процентного содержания грунта в пульпе



Рис. 2. Прибор для контроля насыщенности пульпы.
 1—свинцовый контейнер с ампулой; 2—ионизационная камера;
 3—усилитель для определения плотности пульпы; 4—дополнительный усилитель для определения производительности земснаряда; 5—указатель плотности; 6—указатель производительности.

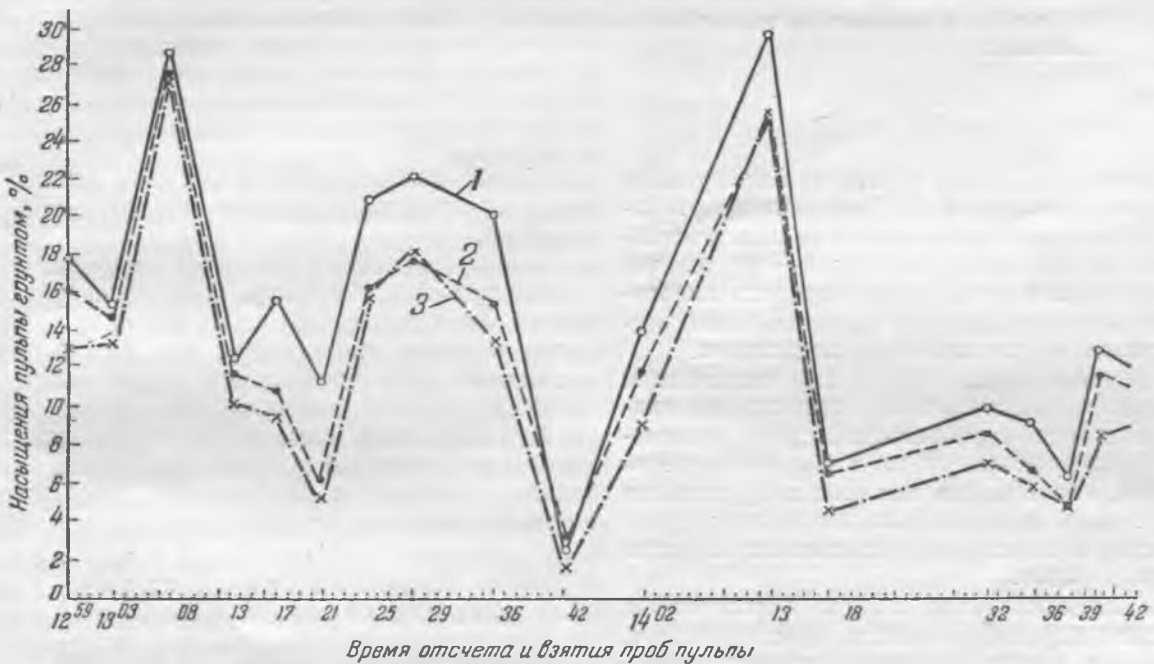


Рис. 3. График испытаний гамма-грунтомера на земснаряде.
 1—показание прибора; 2—насыщение пульпы грунтом по отобранным пробам (весовое); 3—то же (объемное)

Для полной безопасности персонала гильза с радиоактивным препаратом помещается в свинцовый контейнер. Применение свинцового контейнера с вырезом, выделяющим узкий пучок гамма-лучей, направленных на ионизационную камеру, способствует повышению чувствительности прибора.

Описанный прибор для контроля насыщенности пульпы (рис. 2) был испытан на двух земснарядах в производственных условиях при рабо-

тах по дноуглублению и намывке дамб на перекатах Волги. Испытания показали хорошие эксплуатационные качества прибора и вполне удовлетворительную точность его показаний. Проверка правильности показаний прибора и его точности производилась методом отбора контрольных проб. На рис. 3 представлен один из графиков, на котором сравниваются показания проградуированного заранее прибора с данными контрольных проб. Совпадение показаний прибора с данными проб вполне удовлетворительное. Ошибки не превышают неточностей измерения процентного содержания грунта в пробах.

При испытаниях чувствительная часть прибора устанавливалась на различных участках трубопровода. Вполне удовлетворительные результаты получаются при установке чувствительной части на вертикальном, а также на горизонтальном участке, идущем вслед за вертикальным. Для установки не требовалось вскрытия или какой-либо

переделки трубопровода. Показывающая часть устанавливалась в рубке управления земснаряда. Прибор питается от осветительной сети земснаряда.

Метеорологические условия, качка, химические примеси в воде и грунте и подобные факторы не влияют на работу прибора.

Перечисленные преимущества прибора и проведенные испытания показывают целесообразность его широкого внедрения.



Удешевление и индустриализация сооружения подстанций

Инж. А. Б. Крикунчик

ОТ РЕДАКЦИИ

Помещаемый ниже обзор основных направлений в проектировании электрических устройств в отношении их удешевления и ускорения строительства и монтажа, составленный ведущим работником проектного института «Теплоэлектропроект», может представлять интерес для широких кругов энергетиков, несмотря на то, что большинство предложений неоднократно высказывалось и другими авторами.

Сформулированные в обзоре предложения могут рассматриваться как программа действий и в таком виде заслуживают обсуждения. Редакция обращается к читателям с просьбой высказаться по затронутым вопросам или сообщить дополнительные предложения.

Директивы XIX съезда партии по пятому пятилетнему плану развития СССР предлагают увеличить за пятилетие общую мощность электростанций вдвое, а гидроэлектростанций — втрое, что возможно только в результате широкого внедрения индустриальных методов строительства и всемерного развития типового проектирования.

Одновременно предлагается для выполнения задач пятого пятилетнего плана существенно снизить себестоимость строительства путем повышения производительности труда, внедрения передовой техники, механизации тяжелых и трудоемких работ. При этом должны быть сокращены сроки строительства и обеспечено повышенное качество строительных работ.

В деле осуществления задач, поставленных XIX съездом партии в области проектирования, большую роль играет внедрение типовых проектов и новых прогрессивных решений для всех энергетических устройств и установок, в том числе и для подстанций электрических сетей энергосистем.

Для основных типов подстанций «Теплоэлектропроект» разработал комплексные типовые рабочие проекты, охватывающие как строительную, так и технологическую части всех элементов подстанций. Типовые рабочие чертежи подстанций, утвержденные министерством как обязательные к применению, используются всеми энергообъединениями и многими проектными организациями. Эти типовые проекты сыграли и продолжают играть в настоящее время большую роль в деле повышения качества проектных решений подстанций, ускорения и удешевления их строительства. Но уже в настоящее время в связи с указаниями XIX съезда партии назрела настоятельная необходимость в разработке новых типовых решений по подстанциям, имеющим массовое применение, повышения надежности, удешевления и ускорения их сооружения.

Поставленные задачи могут быть решены только при индустриализации строительства подстанций.

Ниже излагаются основные мероприятия, которые должны обеспечить достижение указанных целей. Значительная часть их может быть претворена в жизнь немедленно, так как использует освоенное промышленностью оборудование, некоторые же требуют освоения новых видов оборудования. При этом, само собой разумеется, должны быть обеспечены высокая надежность эксплуатации, удобство и безопасность обслуживания, а также экономия от снижения потерь в сетях.

Экономичные схемы электрических соединений

Для напряжений 150 и 220 кВ более широкое распространение, чем в настоящее время, должны найти схемы многоугольника, позволяющие при минимальном количестве выключателей обеспечить возможность их ремонта без отключения цепей.

Для напряжений 35 и 110 кВ экономичное решение при двух линиях достигается в результате применения схемы мостика, в некоторых случаях с шунтирующей перемычкой из двух разъединителей, что также позволяет ремонтировать выключатели без отключения цепей.

Для схемы электрических соединений распределительных устройств 110—220 кВ с двумя системами сборных шин и одним выключателем на цепь возможность ремонта выключателей без отключения линий обеспечивается обходной системой шин с использованием шинсоединительного выключателя в качестве обходной или — при большом числе линий — с установкой отдельного обходного выключателя. Уменьшение количества выключателей на подстанциях достигается также путем обеспечения питания подстанций ответвле-

ниями от проходящих линий, осуществляемых взамен захода и выхода этих линий на подстанции. Для подстанций 35 и 110 кВ должны найти все более широкое распространение схемы электрических соединений без выключателей на стороне высокого напряжения. Это может быть достигнуто в результате применения:

а) блоков линия — трансформатор с установкой выключателя на питающей подстанции;

б) короткозамыкающих разъединителей вместо выключателя на стороне высокого напряжения, обеспечивающих действие защиты выключателя, установленного на питающей подстанции¹;

в) плавких предохранителей с большой отключающей способностью для напряжений 35 и 110 кВ, причем необходима их разработка с автоматическим повторным включением плавкой вставки взамен перегоревшей.

Для напряжений 6 и 10 кВ для единичных мощностей трансформаторов до 15 тыс. кВА должна найти все большее распространение одна, секционированная система сборных шин. Для подстанций с единичной мощностью трансформаторов до 3 200 кВА более широкое применение должны найти на напряжениях 6 и 10 кВ схемы с плавкими предохранителями в сочетании с разъединителями мощности вместо выключателей на отходящих линиях. При этом необходимо освоить предохранители с автоматическим повторным включением вставки, а автоматический ввод резерва должен обеспечиваться разъединителем мощности с пружинным приводом.

Важным источником удешевления подстанций является более широкое применение распределительных устройств 6—10 кВ с неактивированными линиями взамен активированных. Распределительные устройства 6—10 кВ без реакторов на отходящих линиях при секционировании сборных шин могут применяться при 10 кВ для единичной мощности двухобмоточных трансформаторов до 31,5 тыс. кВА, а при 6 кВ — для двухобмоточных трансформаторов до 20 тыс. кВА. В некоторых случаях неактивированные распределительные устройства 6 и 10 кВ могут применяться и при трехобмоточных трансформаторах указанной мощности, если осуществить некоторые дополнительные мероприятия. Одним из таких эффективных мероприятий является включение реактора в цепь трансформатора при относительно малом потреблении мощности на напряжении 6—10 кВ. В этих случаях синхронные компенсаторы, для того чтобы не увеличивать токов короткого замыкания в распределительном устройстве 6—10 кВ, приключаются непосредственно к обмотке трансформатора.

Эффективным средством уменьшения токов короткого замыкания в распределительном устройстве 6—10 кВ и одновременно уменьшения потерь напряжения в реакторах является включение в цепь трансформатора расщепленного реактора². Некоторые типы расщепленных реакторов уже освоены нашей промышленностью и это позволяет рассчитывать на то, что в большом числе случаев

¹ Ф. Ф. Дерюгин, Подстанции с автоматическими закорачивающими разъединителями, „Электрические станции“, 1951, № 12.

² А. Б. Крикунчик, Раздвоенные реакторы, „Электрические станции“, 1947, № 4.

смогут сооружаться несравненно более простые и дешевые распределительные устройства 6—10 кВ без реакторов на отходящих линиях и на тех подстанциях, где до настоящего времени применялись распределительные устройства с реакторами на отходящих линиях.

Комплектные подстанции с трансформаторами мощностью от 100 до 3 200 кВА для напряжений 6, 10 и 35 кВ

Применение комплектных подстанций, рассчитанных на установку в помещении, а также на открытом воздухе, является наиболее эффективным средством индустриализации сооружения подстанций и их удешевления. Московским трансформаторным заводом разработаны и изготовлены для высотных домов и ряда других объектов комплектные трансформаторные подстанции 6—10 кВ, 380—220 В с применением сухих трансформаторов мощностью до 750 кВА с распределительными устройствами 380—220 В, рассчитанными на применение выдвигных автоматов³.

Гидроэнергопроектом разработаны чертежи передвижных трансформаторных подстанций с трансформаторами 560 кВА, 6—10 кВ/400—230 В на саях, а также с трансформаторами 1 000 и 3 200 кВА, 35/6 кВ на железнодорожных платформах. Такие комплектные подстанции изготавливаются мастерскими Гидроэнергостроя и успешно применяются на стройтельствах тепловых и гидроэлектрических станций. Имеется значительный опыт сооружения и эксплуатации передвижных комплектных подстанций для торфопредприятий⁴, а также для тяговых подстанций⁵.

Необходимы разработка конструкций и освоение комплектных подстанций для напряжений высшей стороны 6, 10 и 35 кВ при мощности трансформаторов от 100 до 3 200 кВА, причем они должны быть и для внутренней, и для наружной установки.

Для наружной установки должны быть разработаны подстанции как стационарного, так и передвижного типа. В комплектных подстанциях должны предусматриваться все элементы оборудования, включая аппаратуру управления, автоматики, измерений и защиты, с тем чтобы на месте установки монтаж сводился к соединению отдельных ячеек и присоединению кабелей или воздушных линий.

Одно- и двухтрансформаторные подстанции

В настоящее время не приходится говорить о том, что применяться должны исключительно трехфазные трансформаторы, как обеспечивающие меньшие капитальные затраты и меньшие потери по сравнению с группами из однофазных

³ Э. С. Иохвидов и Г. В. Сербиновский, Опыт применения комплектных трансформаторных подстанций Московского трансформаторного завода, „Электрические станции“, 1953, № 8.

⁴ Е. Х. Сагалов, Сооружение и эксплуатация передвижных электроподстанций для торфопредприятий, „Электрические станции“, 1951, № 10.

⁵ Г. М. Сехниашвили, Опыт эксплуатации передвижных тяговых подстанций, „Электричество“, 1953, № 1.

трансформаторов. Высокая надежность трансформаторов позволяет также применять в подавляющем большинстве случаев двухтрансформаторные подстанции с заменой трансформаторов более мощными при росте нагрузок без увеличения числа трансформаторов на подстанции. Однотрансформаторные подстанции могут найти широкое применение при единичной мощности трансформаторов до 10 тыс. *кВа* в случае возможности резервирования части мощности по сетям низшего напряжения или питания нагрузок второй и третьей категорий, особенно в случае обеспечения энергосистем передвижными трансформаторами. Наличие в энергосистемах передвижных резервных трансформаторов позволит увеличить надежность работы и других звеньев энергосистемы, так как практически трехфазные трансформаторы на электростанциях и подстанциях не имеют резервных единиц.

Комплектные распределительные устройства

Применение комплектных распределительных устройств является одним из важнейших мероприятий по обеспечению индустриализации монтажных работ. Освоение нашей промышленностью таких устройств 6—10 *кВ* с одной системой сборных шин без реакторов на отходящих линиях, несомненно, является большим достижением⁶.

Дальнейшим шагом по этому пути являлось бы создание конструкций комплектных распределительных устройств 6—10 *кВ* с двумя системами шин, а также комплектных распределительных устройств с реактированными линиями и выключателями, обладающими большой отключающей способностью при больших номинальных токах. «Теплоэлектропроектом» было разработано проектное задание комплектного распределительного устройства 35 *кВ* открытой установки, но дальнейшего развития эта конструкция не получила.

Распределительные устройства сборной конструкции

Освоение промышленностью малообъемных масляных и воздушных выключателей для 6—10 *кВ* и более высоких напряжений позволило отказаться в конструкциях распределительных устройств от взрывных камер и перейти целиком на сборные конструкции ячеек, что в большой степени обеспечивает индустриализацию строительных и монтажных работ при сооружении распределительных устройств.

Сборные конструкции распределительных устройств разработаны для напряжений 6—10 *кВ* с одной и двумя системами сборных шин без реакторов на отходящих линиях и с реакторами на отходящих линиях. В новейших конструкциях распределительных устройств 35 и 110 *кВ* в закрытом исполнении со сборными ячейками и малообъемными или воздушными выключателями удалось добиться такого уменьшения объема здания, что стоимость этих распределительных устройств ока-

залась не выше, чем для соответствующих открытых распределительных устройств. В целях дальнейшего удешевления закрытых распределительных устройств 35 и 110 *кВ* электропромышленность должна разработать всю номенклатуру электрических аппаратов и изоляторов, предназначенных для закрытой установки.

Открытые распределительные устройства

В последние годы Теплоэлектропроектом разработаны новые типовые конструкции открытых распределительных устройств 35 и 110 *кВ* с уменьшенным шагом ячеек (соответственно 6 и 8 вместо 7 и 10 м), обеспечивающих значительную экономию в расходе металла на конструкции по сравнению со старыми распределительными устройствами.

В настоящее время проводятся работы по созданию новых, более экономичных конструкций открытых распределительных устройств 150 и 220 *кВ* (с шагом ячейки 11 и 14 вместо 14,5 и 16 м), причем и в этих случаях удастся добиться значительного уменьшения расхода металла на конструкции, уменьшения площади подстанции и соответственно уменьшения расхода контрольных кабелей. Разработанные конструкции открытых распределительных устройств 35 и 110 *кВ* для схемы *H* дают очень большую экономию по сравнению с ранее применявшимися конструкциями.

В дальнейшем должна проводиться разработка новых, более компактных конструкций открытых распределительных устройств для всех напряжений, что обеспечит значительную экономию территории, занимаемой распределительными устройствами и подстанцией в целом, а также уменьшение расхода контрольных кабелей благодаря рациональной компоновке генерального плана подстанции. Уменьшение габаритов открытых распределительных устройств, само собой разумеется, не должно ухудшать удобств эксплуатации и безопасности обслуживания.

Одним из средств уменьшения габаритов открытых распределительных устройств является выпуск промышленностью изоляторов и электрических аппаратов с изоляцией, рассчитанной на работу в условиях с загрязненной атмосферой при внешних габаритах, не превышающих соответствующих величин для нормальной изоляции.

Установка синхронных компенсаторов

В последние годы широкое распространение получили установки синхронных компенсаторов, рассчитанные на бескрановый монтаж, причем синхронные компенсаторы с водородным охлаждением устанавливаются на открытом воздухе. Для синхронных компенсаторов с воздушным охлаждением применение бескранового монтажа позволяет уменьшить объем здания вдвое.

Синхронные компенсаторы проектируются как полностью автоматизированные агрегаты, работающие без постоянного дежурного персонала. Применение схем реакторного или прямого пуска упрощает и удешевляет их установку. Панели

⁶ В. С. Кандахчан, Комплектные распределительные устройства завода „Электрощит“, „Электрические станции“, 1951, № 6; А. А. Ермилов, Комплектные распределительные устройства для промпредприятий, „Электричество“, 1952, № 3

управления, автоматики и защиты синхронных компенсаторов должны поставляться комплектно с основными агрегатами и устанавливаться вблизи них.

Щиты управления

Расположение релейной защиты и аппаратов управления на стенках камер закрытых распределительных устройств позволяет уменьшить размеры щитов управления и экономить значительное количество контрольных кабелей. Панели щита управления, щиты собственных нужд, щитки релейной защиты и вторичных соединений, устанавливаемые на стенках закрытых распределительных устройств, — все это в современных условиях может быть изготовлено централизованно на заводах, что позволяет свести объемы монтажных работ на месте к минимуму.

Более широкое применение приводов выключателей на переменном токе с соответствующей релейной защитой и устройством автоматического повторного включения позволяет отказаться от громоздких аккумуляторных батарей. Замена вращающихся зарядных устройств выпрямителями с автоматическими устройствами, обеспечивающими поддержание напряжения разряда и тока подзаряда, повышает надежность работы подстанций и соответственно разгружает эксплуатационный персонал.

Подстанции с дежурством на дому, телемеханизированные и автоматизированные подстанции

До последнего времени дежурство на дому применялось только для подстанций с высшим напряжением 35 кВ. В настоящее время дежурство на дому начинает находить применение и на подстанциях 110 кВ с единичной мощностью трансформаторов до 15—20 тыс. кВА.

Отказ от постоянного дежурства персонала на подстанции и переход к дежурствам на дому позволяют уменьшить количество обслуживающего персонала, что дает существенную экономию как в расходах на персонал, так и в затратах на жилье для него. Еще большую экономию дает переход на полностью автоматизированные и телемеханизированные подстанции, причем во многих случаях впрямь до накопления опыта на этих подстанциях сохраняется дежурство на дому, с тем чтобы в дальнейшем полностью отказаться от постоянного дежурного персонала.

Автоматизированные подстанции снабжаются автоматическим повторным включением на всех отходящих линиях, вводом резерва на трансформаторах, разгрузкой по частоте и повторным включением после восстановления частоты. Диспетчеру сетевого района передаются сигналы ненормального состояния на подстанции и отключения основных питающих линий.

Телемеханизированные подстанции обеспечиваются также всеми указанными элементами автоматики и, кроме того, телесигнализацией и телеуправлением всех (или большей части) выключателей, установленных на подстанции. Телеуправление производится с узловой базисной подстан-

ции. В некоторых случаях осуществляется также телеизмерение по вызову нагрузок трансформаторов или питающих линий и напряжения на шинах подстанций.

Автоматизация и телемеханизация подстанций находят все более широкое распространение в ряде энергосистем и, несомненно, в ближайшие годы охватит подавляющее большинство подстанций 35 кВ и большое число подстанций 110 кВ.

Вспомогательные сооружения и централизация ремонта и обслуживания

Большую долю затрат на подстанциях составляют различного рода вспомогательные сооружения: трансформаторно-масляное хозяйство, железнодорожные пути, мастерские, склады, отдельные службы.

Эти сооружения используются в основном при монтаже подстанций и в очень малой степени, в дальнейшем, при эксплуатации. Утвержденный Министерством в 1950 г. состав вспомогательных сооружений для семи типов подстанций обеспечил достижение определенной экономии, но опыт последних лет позволяет поставить вопрос о том, что в этой области может быть достигнуто дальнейшее значительное снижение затрат. В большинстве энергосистем в сетевых районах созданы централизованные службы по связи, релейной защите и автоматике, масляному хозяйству, изоляции, аккумуляторным батареям и ремонту высоковольтного оборудования, что должно значительно уменьшить численность персонала на подстанциях, повысить квалификацию обслуживания и уменьшить объем вспомогательных устройств на подстанциях.

Сооружение на подстанциях трансформаторных мастерских, хотя бы и упрощенного типа, с лебедками вместо кранов в подавляющем большинстве случаев себя не оправдывает. Сооружение трансформаторных башен с лебедкой следует сохранить только для подстанций 220 кВ. Трансформаторные мастерские с мостовыми кранами должны сооружаться как центральные ремонтные мастерские для энергосистемы. Для всех подстанций напряжением 150 кВ и ниже достаточно предусматривать только монтажные порталы для монтажа и ремонта трансформаторов без постоянных грузоподъемных средств.

Заслуживает внимания предложение отказаться от стационарных порталов для ремонта трансформаторов и применить вместо них переносные устройства. Аппаратура масляного хозяйства, а в значительных случаях и баки для масла должны использоваться централизованно, в виде передвижных устройств. Подъездные железнодорожные пути, требующие во многих случаях значительных затрат, должны сооружаться только для подстанций с мощностью трансформаторов 31,5 тыс. кВА и выше. На подстанциях с менее мощными трансформаторами следует использовать для подачи оборудования безрельсовые дороги, обеспечив изготовление промышленностью серии тележек для перемещения по безрельсовым дорогам трансформаторов и другого громоздкого оборудования.

Электрические схемы гидроэлектрических станций¹

Инж. Д. А. Башлай и инж. Ю. И. Иванов

Работа гидроэлектростанций имеет ряд особенностей, которые существенно отличают их от тепловых электростанций. Однако до сих пор при проектировании схем коммутации гидроэлектростанций эти особенности недостаточно учитывались или же совсем не принимались во внимание.

В опубликованной у нас литературе уже поднимался вопрос о необходимости упрощения электрических схем тепловых электростанций².

Применительно к гидроэлектростанциям также необходимо проработать ряд вопросов упрощения схем, что даст возможность удешевить сооружение и повысить надежность их работы.

Переменный режим, т. е. частые изменения состояния оборудования, имеет решающее значение в отношении надежности работы. Подавляющее число аварий и неполадок происходит в моменты переключений или изменений режима и особенно из-за ошибок персонала. А между тем гидроэлектростанции, как правило, работают с частопеременным режимом. Поэтому для повышения надежности работы их оборудования необходимо строить технологическую схему управления агрегатами так, чтобы при изменениях режима включалось и отключалось возможно меньшее число аппаратов и особенно действиями дежурного персонала.

На гидроэлектростанциях обычно отсутствуют пыль и копоть. Изоляция находится в особо хороших условиях.

Нет необходимости переходить с одной системы шин на другую для чистки изоляции, а осмотры и небольшие ремонты легко приурочить к режимным остановкам агрегатов. Поэтому, по нашему мнению, на гидроэлектростанциях не должно быть схем с оперативными разъединителями; разъединители должны быть только ремонтными.

Хотя обеспечение надежности питания собственных нужд гидроагрегатов не имеет той остроты, что на тепловых электростанциях, все же не следует недооценивать и этот вопрос. По сравнению с тепловыми электростанциями на собственные нужды гидроэлектростанций потребляется значительно меньшая мощность и допускаются перерывы в питании до нескольких минут, однако надежная работа гидроагрегатов прямо зависит от некоторых механизмов собственных нужд. К их числу относятся: возбудители генераторов, масляные насосы системы регулирования турбины, насосы технического водоснабжения (на низконапорных гидроэлектростанциях) и вентиляторы охлаждения трансформаторов.

Эти механизмы, составляющие лишь 0,3—0,5% от мощности агрегата, необходимо обеспечить надежным питанием.

Полная автоматизация основного и вспомогательного оборудования и производственных процессов на гидроэлектростанциях достигает своей цели только при достаточно высокой надежности автоматики. Отсюда и схемы электрических соединений должны выполняться так, чтобы схемы защиты и автоматики были возможно более простыми.

Основные требования к схемам электрических соединений гидроэлектростанции нам представляется возможным сформулировать следующим образом:

1. Оперативные изменения схемы должны осуществляться только выключателями, причем с возможно меньшим вмешательством оперативного персонала в работу гидроэлектростанции.

2. Гибкость схемы может быть ограничена за счет совмещения ремонтов основного и вспомогательного оборудования, а также за счет использования резервов мощности как самой станции, так и энергосистемы. В схеме поэтому должны отсутствовать оперативные разъединители; они сохраняются только как средство обеспечения безопасности при ремонтах.

3. Схема должна обеспечивать возможность как защиты ее простейшей быстродействующей релейной защитой, так и выполнения автоматизации простейшими средствами.

4. Схема должна требовать наименьших затрат в отношении оборудования, сооружения и последующего обслуживания (испытаний, ремонтов и т. п.).

5. Выбор вариантов схемы должен производиться на основе данных о вероятности повреждения, которые должны быть получены возможно скорее из анализа статистических материалов эксплуатации гидроэлектростанций.

Как правило, схема гидроэлектростанции должна строиться в виде блоков генератор — трансформатор. Ниже показано, что это имеет существенное значение при проектировании схемы собственных нужд.

Схема в виде укрупненного блока — два или три генератора, работающие на общий повышающий трансформатор — может применяться при связи с энергосистемой по одной линии. В этом случае блок повышающий трансформатор — линия — понижающий трансформатор без выключателей на стороне высшего напряжения может дать рациональное решение. В случае применения высшего напряжения 220 и 400 кВ укрупненные блоки также могут оказаться необходимыми, так как при этих напряжениях стоимость коммутационной аппаратуры резко возрастает.

¹ Печатается в порядке обсуждения. Ред.

² П. Г. Грудинский, Схемы коммутации электрических станций и подстанций, Госэнергоиздат, 1948.

При наличии двух блоков на гидростанции и двух линий связи с энергосистемой, приходящих в один пункт, представляется выгодной схема мостика с выключателями со стороны трансформаторов.

В случае двухблочной гидростанции и двух линий связи с энергосистемой, направленных в разные пункты, может быть рекомендована схема четырехугольника.

Наконец для гидростанции с числом как блоков, так и линий более двух следует применять схему с одной, секционированной системой шин.

Для обеспечения возможности ремонта линейных выключателей при этом необходимо иметь обходные шины, но только для линейных выключателей.

Здесь необходимо оговориться, что схемы с выдчей мощности на генераторном напряжении нами не рассматриваются, так как они не типичны для гидростанций.

Применение схемы с двумя системами шин и одним выключателем на присоединение, по нашему мнению, для гидроэлектростанций является устаревшим решением и может приниматься только в исключительных случаях. Подкупающей особенностью схемы с двумя системами шин является ее высокая гибкость и универсальность, которая достигается сравнительно дешево. В действительности эта схема обладает рядом недостатков, на основные из которых укажем ниже.

Ремонт выключателей линий, если схема не дополнена обходными шинами, невозможен без отключения линии. Использование второй системы шин для организации ремонта выключателя без отключения линии связан с так называемым «заплетением» выключателя, переналадкой релейных защит, требует много времени и производства значительного количества операций разъединителями, что не может считаться удовлетворительным способом организации ремонта. При этом возможность применения автоматизации и телеуправления значительно ограничивается, а вероятность возникновения повреждений вследствие ошибок персонала возрастает.

Блокировка разъединителей от операций под нагрузкой для схемы с двумя системами шин приобретает особое значение. Эта блокировка — как механическая, так и электромагнитная — получается значительно сложнее, чем для схемы с одной системой шин.

Схема с двумя системами шин позволяет ремонтировать сборные шины в любое время. Однако для ремонта шинных разъединителей необходимо производить поочередные отключения присоединений и переводить работу электростанции с одной системы шин на другую.

Дифференциальная защита шин в случае выполнения ее для возможности включения любого присоединения на любую систему шин содержит много переключателей в токовых цепях, сложна и ненадежна. Применение получила дифференциальная защита для фиксированного присоединения линий. Это означает, что схема с двумя системами шин значительно теряет свою гибкость и лишается селективной релейной защиты именно тогда, когда она более всего необходима — в момент операций с шинными разъединителями.

Схема многоугольника с числом сторон более четырех в условиях гидростанций с простыми блоками не может найти широкого применения. Наличие двух выключателей в цепи каждого присоединения сохраняет свое значение только для линий. Два выключателя в цепи блоков генератор — трансформатор совершенно излишни, так как ремонт выключателя всегда может быть совмещен с режимной или ремонтной остановкой генератора.

При режимных остановках генераторов — а они имеют место систематически — многоугольник размыкается или распадается на несколько не связанных между собой секций. Такие режимы работы могут быть терпимы только кратковременно.

Необходимость управлять двумя выключателями в цепи каждого присоединения ведет к значительному усложнению вторичных соединений, схем автоматики и телеуправления. Усложнение становится тем более значительным, что каждый выключатель принадлежит одновременно двум присоединениям.

Схема шины — линии (рис. 1) в условиях многоблочной гидроэлектростанции с числом отходящих линий более четырех, так же как и схема многоугольника, не дает существенного экономического и эксплуатационного эффекта. Количество выключателей в ней больше, чем в схеме с одной, секционированной системой шин (рис. 2). Для обеспечения связей между линиями при режимных остановках генераторов иногда приходится устанавливать дополнительные выключатели.

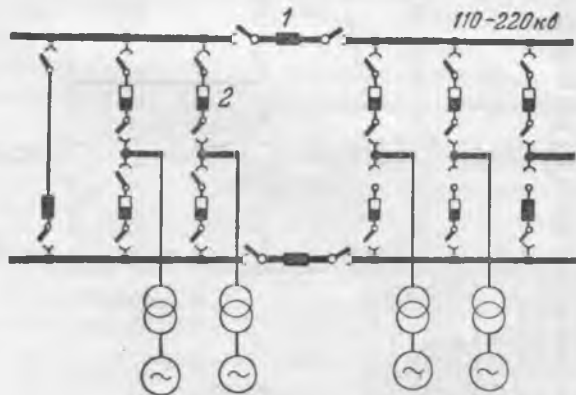


Рис. 1. Схема шины — линии.

1 — нормально включенный выключатель; 2 — выключатель, включающийся и отключающийся при пусках и остановках агрегатов гидроэлектростанции.

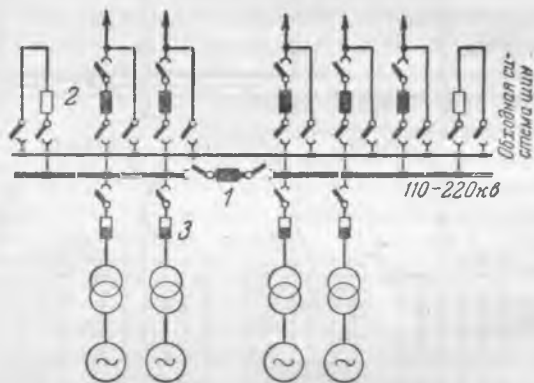
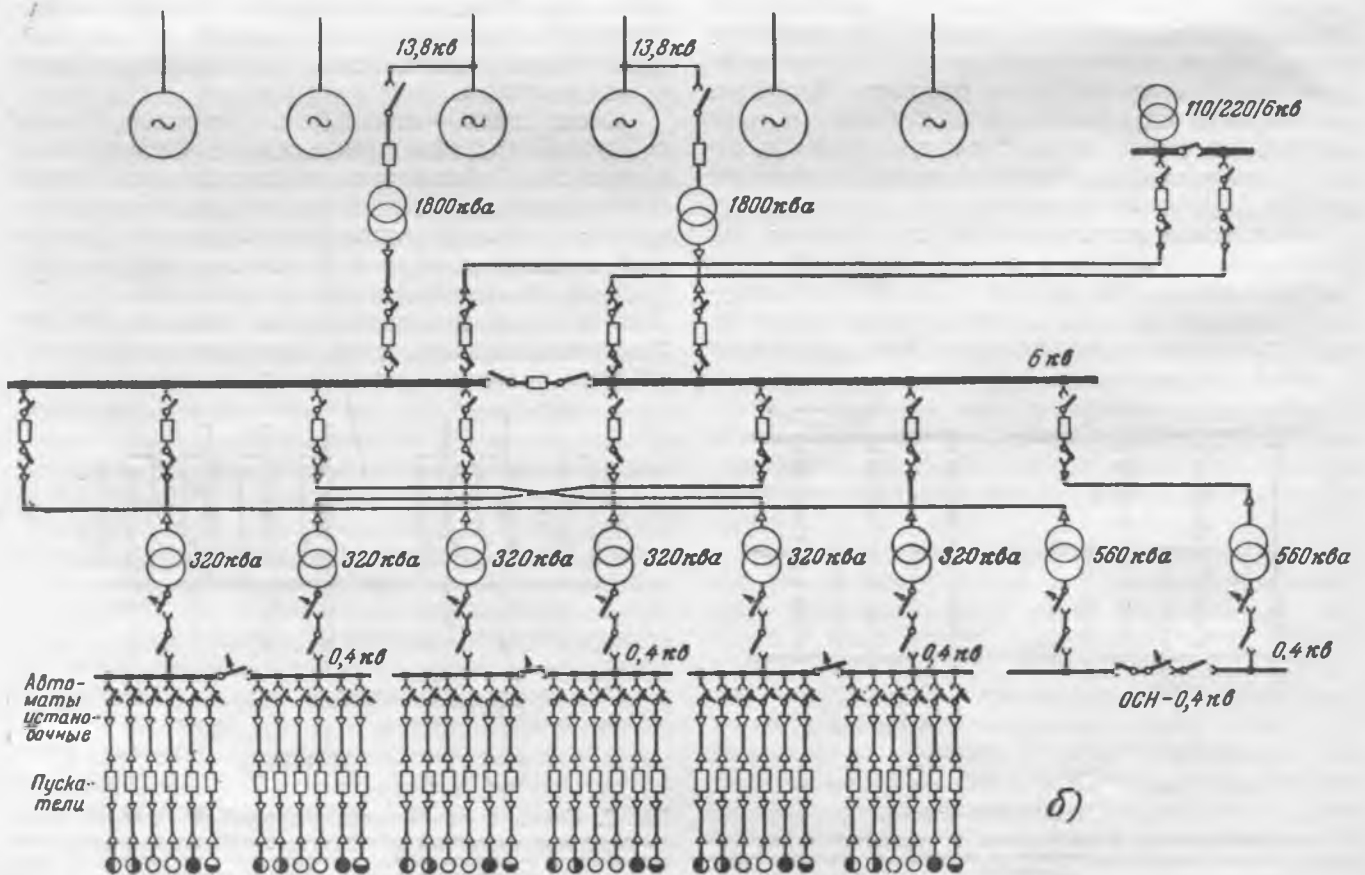
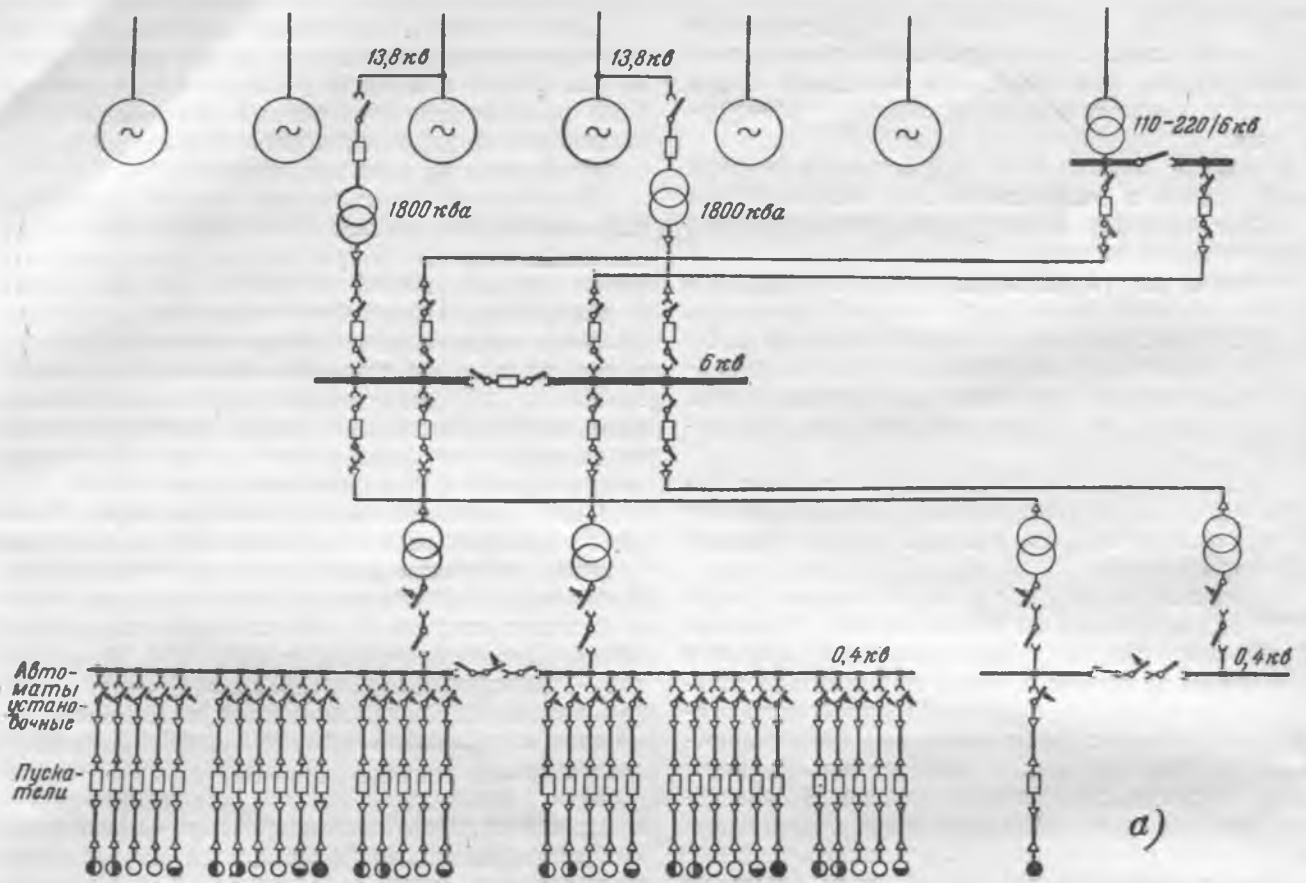


Рис. 2. Схема с одной, секционированной системой шин.

1 — нормально включенный выключатель; 2 — нормально отключенный выключатель; 3 — выключатель, включающийся и отключающийся при пусках и остановках агрегатов гидроэлектростанции.



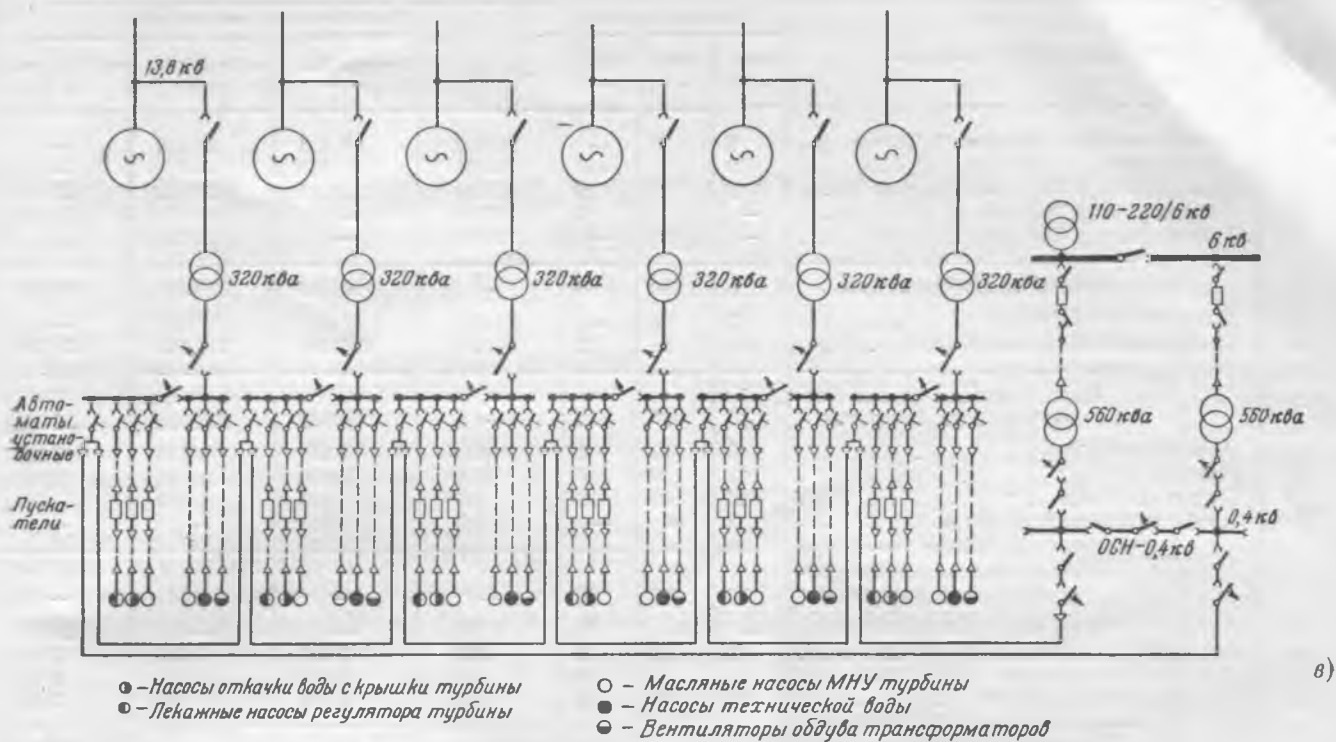


Рис. 3. Три варианта схем собственных нужд гидроэлектростанции.

Соответственно токовые цепи защит образуют сложные дифференциальные схемы и все вторичные соединения значительно усложняются. Особенно неблагоприятные условия создаются для схем АПВ, когда его действие должно распространяться на несколько выключателей одновременно.

Из изложенного вытекает, что к выбору схем следует подходить весьма осторожно и отдавать предпочтение более простым, в частности схеме с одной системой шин (по рис. 2).

Общие принципы построения главных схем электрических соединений гидростанций, сформулированные выше, полностью применимы и к схемам соединений собственных нужд. На конкретном примере сравнения трех вариантов схем собственных нужд для гидроэлектростанции с шестью агрегатами (рис. 3) можно показать преимущества схемы, построенной с учетом указанных выше принципов.

Схема по рис. 3,а имеет одну, секционированную систему шин 6 кВ, питающуюся либо от трансформатора 110—220/6 кВ, либо от трансформаторов 13,8/6 кВ, включенных на выводы двух генераторов через выключатели. Далее, имеются щиты 0,4 кВ агрегатных и общестанционных собственных нужд, каждый из которых питается от двух трансформаторов.

Схема по рис. 3,б отличается от первой тем, что для каждого агрегата предусматривается питательный пункт 0,4 кВ агрегатных собственных нужд.

Схема по рис. 3,в коренным образом отличается от первых двух: на каждом агрегате имеется питательный пункт собственных нужд, одна секция которого нормально питается от небольшого трансформатора 13,8/0,4 кВ, включенного на выводы своего генератора только через разъединитель. Такое включение допустимо, ибо вероятность повреждения этого трансформатора во

много раз ниже, чем вероятность повреждения турбины, генератора, выключателя и даже трансформатора блока.

Данные технико-экономического сравнения этих трех вариантов приведены в таблице. Они убедительно показывают преимущества схемы по рис. 3,в. Эта схема содержит в 6—8 раз меньше высоковольтных коммутационных аппаратов, в 4—6 раз меньше высоковольтных кабелей и кабельных воронок, в 2 раза меньше низковольтных коммутационных аппаратов и, наконец, в 2—3 раза меньше устройств автоматики и релейной защиты, т. е. наименьшее число наиболее повреждаемых элементов электрических схем.

Таким образом, схема собственных нужд по рис. 3,в, обладая наибольшей надежностью, требует в 2—3 раза меньших капиталовложений. Ввиду значительно меньшего количества оборудования эта схема потребует наименьшего обслуживания в эксплуатации и облегчает проведение ремонтов.

Дополнительная затрата средств может быть оправдана лишь увеличением надежности или удобства эксплуатации. С этой точки зрения применение схемы по рис. 3,а и б в сравнении со схемой рис. 3,в явно нецелесообразно. Следует отметить, что в последнем варианте единственным коммутационным аппаратом, который срабатывает при пусках и остановках агрегатов, является выключатель генератора (блока), без которого, конечно, уже нельзя обойтись. При этом двигатели собственных нужд (первая секция), автоматы которых всегда включены как при работающем, так и при остановленном агрегате, начинают работать вместе с генератором, а при остановках генератора останавливаются вместе с ним. При пуске постоянно подключенные двигатели собственных нужд как бы находятся на одном валу с агрегатами, могут быть развернуты мето-

№ п/п.	Наименование оборудования	Количество в схеме			Стоимость оборудования, руб.			
		рис. 3, а	рис. 3, б	рис. 3, в	единицы	в схеме рис. 3, а	в схеме рис. 3, б	в схеме рис. 3, в
1	Трансформатор 1 800 кВа, 13,8/б кв . . .	2	2	—	28 900	57 800	57 800	—
2	Трансформатор 1 800 кВа, 6/0,4 кв . . .	2	—	—	20 600	41 200	—	—
3	Трансформатор 560 кВа, 6/0,4 кв	2	2	2	10 300	20 600	20 600	20 600
4	Трансформатор 320 кВа, 13,8/0,4 кв . . .	—	—	6	9 700	—	—	58 200
5	Трансформатор 320 кВа, 6/0,4 кв	—	6	—	6 760	—	40 600	—
	Итого трансформаторов	6	10	8	—	119 000	119 000	78 800
6	Выключатель МГГ-529	2	2	—	26 000	52 000	52 000	—
7	Ячейка КРУ 6 кв с ВМГ-133	11	15	2	16 000	176 000	240 000	32 000
	Итого высоковольтных коммутационных аппаратов	13	17	2	—	228 000	292 000	32 000
8	Автомат А-2050	6	12	5	1 630	9 720	19 550	8 150
9	Пускатель П-521	14	18	6	650	7 800	11 700	3 900
10	Пускатель П-221	18	18	12	56	1 020	1 020	672
11	Блоки управления на 300 а	3	—	—	1 016	3 048	—	—
	Итого низковольтных коммутационных аппаратов	39	48	23	—	—	—	—
12	Автомат установочный А-3140 600 а . . .	—	—	18	1 570	—	—	28 300
13	Автомат установочный А-3130 200 а . . .	12	12	12	420	5 040	5 040	5 040
14	Автомат установочный А-3110 100 а . . .	24	24	24	242	5 800	5 800	5 800
15	Разъединитель 1 000 а	10	18	12	630	6 300	11 350	7 560
	Итого аппаратов по поз. 12—15	46	54	66	—	—	—	—
	Стоимость аппаратов по поз. 8—15	—	—	—	—	38 788	54 460	59 422
	Общая стоимость аппаратов					386 388	465 460	170 222
16	Кабели 6 кв	8	12	2				
17	Кабельные воронки 6 кв	16	24	4				
18	Кабель 0,4 кв	66	72	61				
19	Кабельные воронки 0,4 кв	132	144	122				
20	Схемы автоматики и релейной защиты	48	57	21				

дом частотного пуска или включены толчком, как это будет иметь место при включении генератора в сеть самосинхронизацией.

Трансформаторы общестанционных собственных нужд могут получать питание с шин 6 кв подстанции, служащей для питания прилегающего к гидроэлектростанции района. По нашему мнению, установка специального понизительного трансформатора 110—220/6 кв только для питания собственных нужд остановленной гидроэлектростанции нецелесообразна и должна осуществляться лишь при необходимости питать также местный район. Учитывая высокую надежность станционных трансформаторов, а также то, что в настоящее время они выводятся в капитальный ремонт раз в 10 лет, нет необходимости устанавливать второй такой же трансформатор. Для проведения небольших профилактических ремонтов, когда все же необходимо отключать трансформатор, двигатели общестанционных собственных нужд могут быть подключены к трансформатору от ветвления одного из агрегатов, для чего последние следует выбирать с некоторым запасом мощности. Раз в 10 лет на период внутреннего осмотра трансформатора 110—220/6 кв можно пойти на работу одного из генераторов 13,8 кв на шины 6 кв с возбуждением порядка 45% от номинального.

При наличии в главной схеме электрических соединений обходной системы шин 110—220 кв трансформатор 110—220/6 кв следует включать на эту систему шин разъединителем. При этом повышается использование оборудования и экономится одна ячейка 110—220 кв. Когда один из выключателей линии выводится в ремонт, для чего линия подключается на обходную систему шин, трансформатор оказывается в ответвлении от линии. Изложенное показывает большие возможности удешевления сооружения гидроэлектростанций с одновременным повышением надежности электрической части, если при проектировании исходить из следующих принципов:

1. При составлении электрических схем гидроэлектростанции нужно рассматривать каждый аппарат прежде всего как возможный источник аварий и неполадок.

2. Установка каждого лишнего аппарата сверх минимально необходимого количества должна рассматриваться как усложнение эксплуатации.

3. Упрощению вторичных соединений должно уделяться такое же внимание, как и самим первичных схем.

4. Схемы должны проектироваться так, чтобы обеспечивалось возможно меньшее число переключений и устранялась необходимость частого вмешательства персонала.



Частотный корректор к автоматическому регулятору мощности

Инж. А. Ф. Васильев, инж. В. Е. Казанский и инж. Л. Д. Стернинсон

Как показывает опыт эксплуатации ряда электростанций большой мощности, в условиях, когда они не являются регулируемыми частоту в энергосистеме, целесообразно для поддержания заданной диспетчером нагрузки использовать автоматические регуляторы мощности (АРМ). При этом диспетчерский график выдерживается более точно, чем при ручном регулировании, и существенно облегчается труд дежурных по щиту управления.

Однако применение АРМ на всех электростанциях, не регулирующих частоты системы, встречает серьезное препятствие, вследствие того что АРМ блокируют действие регуляторов турбин и, таким образом, исключают участие этих электростанций в поддержании частоты системы. Наиболее отрицательно сказывается действие АРМ в том случае, когда при аварийном снижении частоты они препятствуют принятию нагрузки электростанциями, имеющими резерв мощности.

Можно было бы устранить указанный недостаток, применив реле частоты, отключающее АРМ при определенном снижении частоты. Однако принципиально более правильным является не отключение автоматики, а ее изменение таким образом, чтобы она обеспечила необходимое действие как в нормальных условиях, так и при их нарушении. В данном случае в нормальных условиях, т. е. при отклонениях частоты в небольших пределах от номинального значения, нагрузка электростанции должна оставаться неизменной в соответствии с диспетчерским заданием. Если частота снижается или возрастает значительно, то целесообразно, чтобы все электростанции в соответствии со своими возможностями автоматически, в определенном порядке и в необходимой степени, помогли электростанции, регулирующей частоту энергосистемы. Иначе говоря, вместо характеристики регулирования в виде горизонтальной линии 1 (рис. 1), которую имеет электростанция, снабженная АРМ, необходимо обеспечить

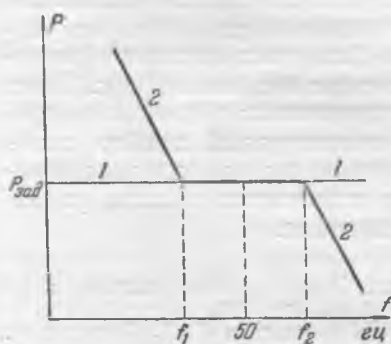


Рис. 1. Характеристики регулирования активной мощности электростанции.

1 — снабженной АРМ без корректора; 2 — снабженной АРМ с частотным корректором.

характеристику в виде ломаной линии 2. Подобная характеристика может быть обеспечена при помощи частотного корректора, изменяющего уставку АРМ по требуемому закону.

Частотный корректор (рис. 2), обладающий необходимыми свойствами, разработан Орггрэс¹



Рис. 2. Частотный корректор.

в 1950 г. применительно к регуляторам мощности завода «Электропулт» типа РО-2 и представляет собой автоматическое компенсационное устройство с безмоментным ваттметровым измерительным прибором.

В качестве частоточувствительного элемента использована схема, известная под названием двойного Т-образного четырехполюсника (рис. 3). Наиболее существенные для данной цели свойства этой схемы² заключаются в следующем:

1. Определенным подбором величин емкостей и сопротивлений, входящих в схему, можно обеспечить на выходе равенство нулю основной гар-

¹ По предложению В. Е. Казанского, Л. Д. Стернинсона и Б. А. Антонова.

² В. Е. Казанский и Л. Д. Стернинсон, «Электричество», 1952, № 1.

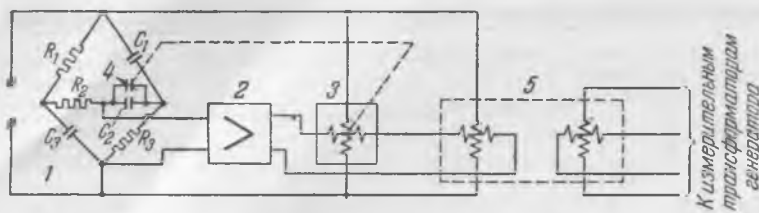


Рис. 3. Принципиальная схема частотного корректора к АРМ завода «Электропульт»
1 — измерительная схема; 2 — усилитель; 3 — ваттметровый прибор; 4 — конденсатор переменной емкости; 5 — АРМ.

монической f_0 питающего напряжения. В данном случае схема настраивается на частоту $f_0 = 50$ гц.

2. При изменении частоты основной гармонической в определенных пределах (например, $\pm 10\%$) вблизи f_0 напряжение основной гармонической на выходе пропорционально отклонению частоты от f_0 . Изменение напряжения составляет 0,8—0,9% от величины питающего напряжения при изменении частоты на 1%.

3. Фаза основной гармонической выходного напряжения при тех же условиях составляет примерно $+90^\circ$ по отношению к питающему напряжению при $f > f_0$ и -90° при $f < f_0$.

4. При тех же условиях перестройка схемы для получения на выходе напряжения, равного нулю при $f \neq f_0$, может быть осуществлена путем изменения только емкости C_2 .

5. Наличие в измерительной схеме только емкостей и проволочных сопротивлений обеспечивает высокую стабильность настройки схемы.

Выход измерительной схемы 1 подключается к обычному двухкаскадному ламповому усилителю 2, от которого подается обмотка задающего элемента АРМ 5. В качестве задающего элемента в АРМ завода «Электропульт» используется одна из индукционных измерительных систем.

Тем же током обтекается одна из обмоток ферродинамического ваттметра 3, соединенного с конденсатором переменной емкости 4, включенным параллельно конденсатору C_2 измерительной схемы. Питание подвижной системы ваттметра осуществляется при помощи безмоментных токоподводов, благодаря чему при отклонении частоты от номинальной и появлении момента на оси прибора его подвижная система поворачивается до тех пор, пока измерительная схема не окажется настроенной на новое значение частоты и мощность в цепи задающих элементов АРМ и ваттметра не станет равной нулю. Эта мощность будет автоматически компенсироваться, пока подвижная система емкостного преобразователя имеет возможность занять положение, соответствующее изменившемуся значению частоты, т. е. пока подвижная система не достигает упоров. Затем в цепи задающих элементов АРМ появится мощность и уставки АРМ будут изменяться соответственно изменению частоты. В соответствии с фазовой характеристикой измерительной схемы знак изменения уставки («больше» или «меньше») зависит от знака отклонения частоты. Положение упоров подвижной системы прибора (т. е. зона компенсации) может изменяться дежурным персоналом электростанции, чем достигается установка требуемой зоны $f_1 \div f_2$ (рис. 1) поддержания постоянной мощности генераторов.

В пределах зоны компенсации частотный корректор может служить точным стрелочным частотомером. Благодаря точности измерения частоты

положение упоров с большой четкостью фиксирует точки перегиба f_1 и f_2 характеристики корректора.

Следует отметить, что частотный корректор позволяет решить и другие задачи. Как известно, в некоторых энергосистемах применяется метод аварийного регулирования частоты³, заключающийся в том, что каждой электростанции задается определенное значение частоты, при снижении ниже которого электростанция обязана поднимать нагрузку до тех пор, пока частота не вернется к заданному значению. Применение АРМ с частотным корректором позволяет автоматизировать этот процесс аварийного регулирования и осуществить новый метод автоматического регулирования частоты и мощности, заключающийся в следующем⁴.

В нормальном режиме на большинстве генераторов энергосистемы автоматически поддерживается неизменная заданная нагрузка, а часть генераторов осуществляет автоматическое регулирование частоты.

Если агрегаты, регулирующие частоту, не справляются со своей задачей (исчерпание резерва, авария в системе) и частота выходит за установленные пределы, к регулированию частоты автоматически привлекаются остальные агрегаты.

Вступление новых агрегатов в регулирование происходит в строго определенной последовательности, благодаря тому что на частотных корректорах устанавливаются различные частоты f_1 и f_2 (см. рис. 1) и благодаря высокой точности фиксации этих частот.

Нагрузка между электростанциями, вступившими в регулирование, распределяется определенным образом в соответствии с наклонами характеристик корректоров за точками f_1 и f_2 .

Частотный корректор, как уже указывалось выше, предназначен для АРМ типа РО-2, являющегося регулятором прерывистого действия с индукционной измерительной системой. Однако на основе скелетной схемы рис. 2 может быть легко создан корректор и для АРМ других типов. Так, например, для АРМ непрерывного действия с магнитным усилителем на выходе изменение схемы рис. 2 может заключаться в том, что усилитель 2 заменяется фазочувствительным усилителем, дающим на выходе постоянный ток. Такие усилители широко применяются в настоящее время. Соответственно ваттметровый прибор заменяется миллиамперметром постоянного тока, а последовательно с ним включается обмотка управления магнитного усилителя.

³ И. М. Маркович, Энергетические системы и их режимы, Госэнергоиздат, 1952, стр. 131.

⁴ Предложение В. Е. Казанского и Л. Д. Стернсона.

Разработанный частотный корректор был установлен и испытан на одной тепловой электростанции большой мощности, где он воздействует на АРМ пяти агрегатов⁵.

На электростанции применены автоматические регуляторы мощности завода «Электропулт» типа РО-2, установленные на всех генераторах. Частотный корректор изготовлен в ОргрЭС и является общим для всех АРМ.

Регулятор завода «Электропулт» (конструкции П. П. Острога) имеет, как известно, две индукционные измерительные системы. Для измерения мощности генераторов в условиях их симметричной нагрузки используется лишь одна измерительная система. Вторая измерительная система в данном случае используется в качестве задающего элемента для автоматического изменения уставки АРМ частотным корректором в зависимости от отклонения частоты. При этом к одной обмотке задающего элемента подводится нормальное напряжение, а вторая обмотка питается от частотного корректора.

Схемы включения автоматических регуляторов мощности с частотным корректором приведены на рис. 4.

Для оперативного изменения уставок АРМ в соответствии с заданием диспетчера использо-

ваны регулируемые автотрансформаторы АТ типа ЛАТР-2, смонтированные на пультах управления соответствующих генераторов. Основная часть момента (80%) от измерительного элемента АРМ уравнивается пружиной АРМ и лишь небольшая часть ($\pm 20\%$) — током от автотрансформатора. Благодаря этому колебания напряжения, питающего автотрансформатор, практически не влияют на уставку АРМ. Сопротивление R включено с целью уменьшения отсоса тока в цепь автотрансформатора. В чрезвычайно редких случаях, когда пределы изменения уставки автотрансформатором оказываются недостаточными, необходимо изменить затяжку пружины АРМ. В регуляторах завода «Электропулт» такая возможность имеется.

Для предотвращения перегрузки агрегатов при снижении частоты и действии частотного корректора служит реле мощности PM , которое размыкает цепь импульса «прибавить» при наборе агрегатом номинальной мощности. Предусмотрены также блокировка по давлению пара (реле PD) на случай значительного его снижения и блокировка с выключателем генератора (контакт BKB) на случай его отключения.

В схеме осуществлена защита от длительного импульса, могущего иметь место в результате перегорания предохранителей и остановки двигателя контактного механизма АРМ в момент подачи импульса, а также в результате сваривания контактов АРМ, контактов реле $PP-1$, $PP-2$ или

⁵ Наладка и испытание производились под руководством Л. Д. Стернинсона и А. Ф. Васильева.

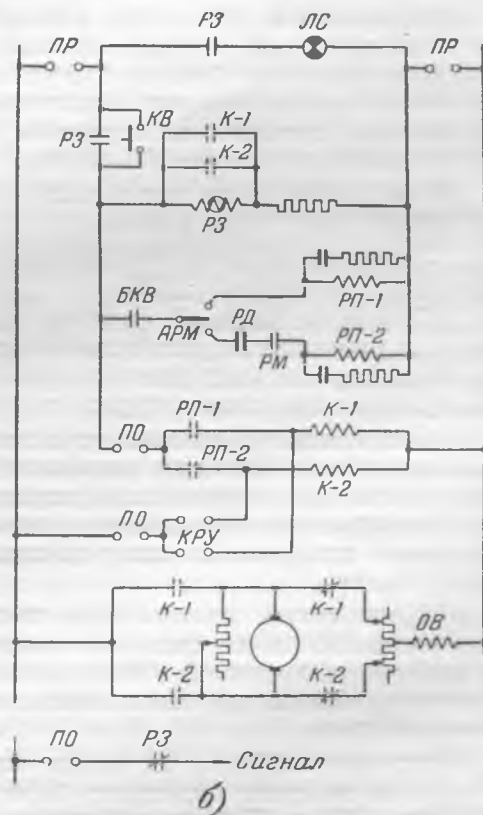
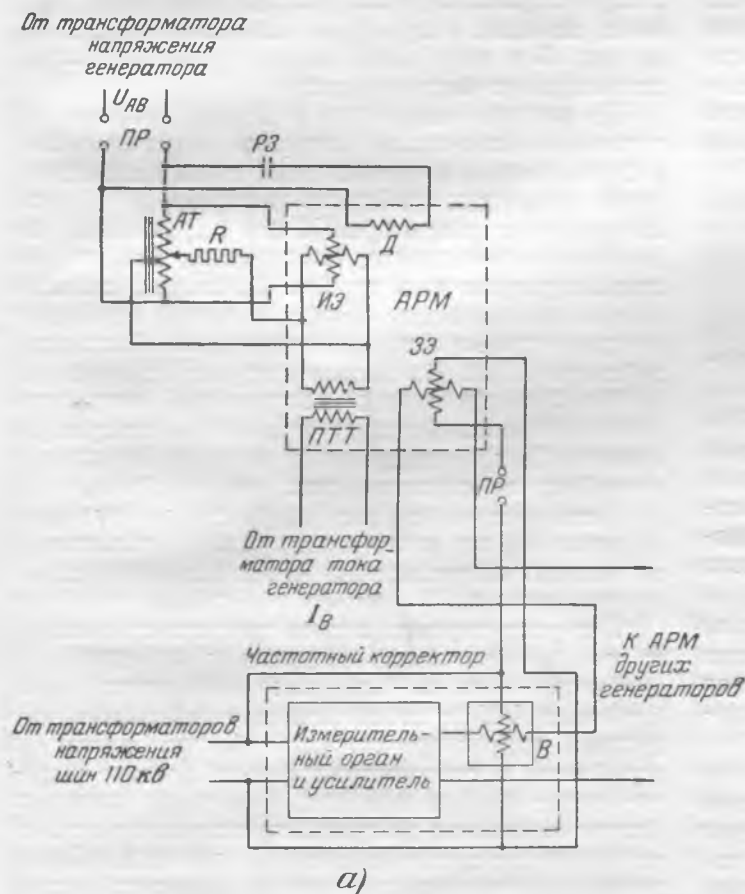


Рис. 4. Схемы включения АРМ с частотным корректором.

а—цепи переменного тока; б—цепи постоянного тока; АТ — автотрансформатор оперативного изменения уставки; ИЭ — измерительный элемент АРМ; ЗЭ — задающий элемент АРМ; Д — двигатель контактного механизма АРМ; ПТТ — промежуточный трансформатор тока АРМ; В — ваттметровый прибор частотного корректора; ПР — переключатель режима на три положения: «отключено», «АРМ», «АРМ с частотным корректором»; К-1, К-2 — контакторы; БКВ — блокконтакт выключателя генератора; КРУ — ключ ручного управления; ПО — переключатель с автоматического регулирования на ручное; СД — двигатель синхронизатора (изменения числа оборотов) турбины; ОВ — обмотка возбуждения электродвигателя; ЛС — сигнальная лампа; РД — реле блокировки по давлению; РМ — реле предельной мощности.

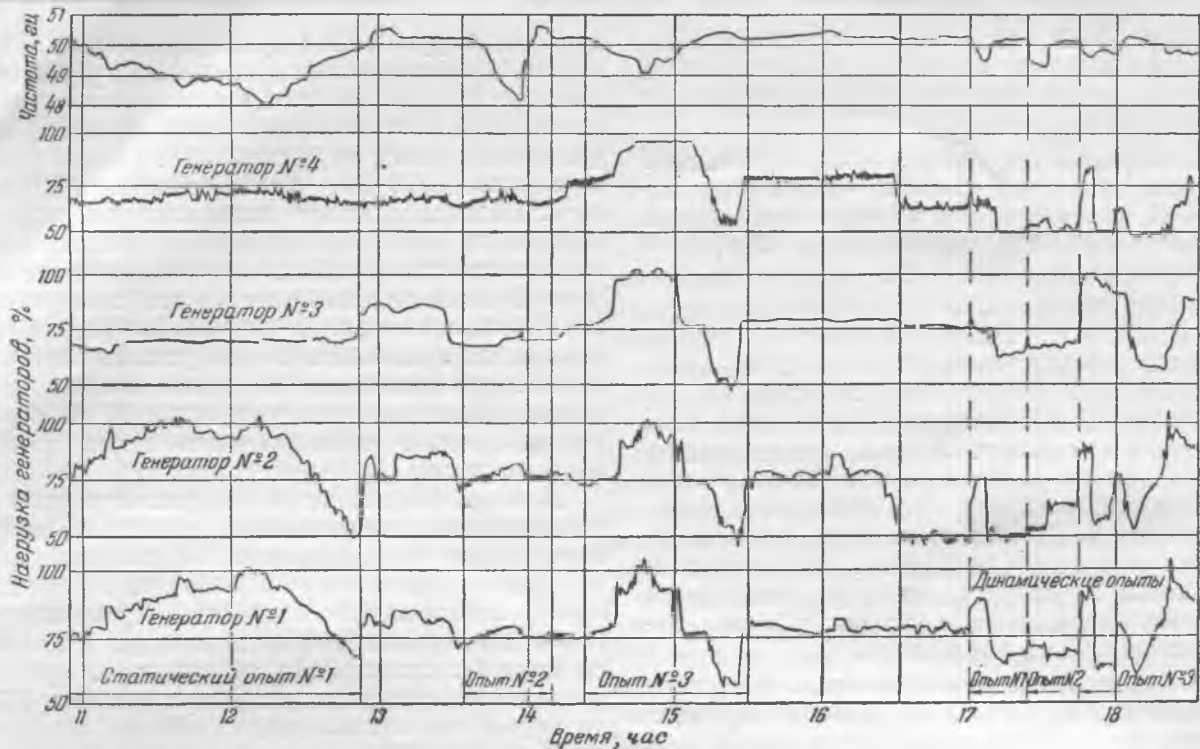


Рис. 5. Записи регистрирующих приборов при проведении испытаний АРМ с частотным корректором.

контакторов *К-1*, *К-2*. Защита выполнена при помощи реле *РЗ* с замедленным отпаданием якоря (типа *РЭ-187*).

На всех агрегатах грэс АРМ были включены в эксплуатацию в 1951 г. При наладке процесса регулирования было принято требование максимального ускорения процесса при условии близости его к аperiodическому. Фактическое время переходного процесса после резкого изменения уставки АРМ составляет 30—40 сек.

На основании опыта эксплуатации АРМ можно сделать следующие выводы:

1. Заданная нагрузка поддерживается на генераторах с точностью $\pm 1\%$.

2. Благодаря большой точности поддержания нагрузки уменьшается расхождение между выработкой электроэнергии, рассчитанной на основании суточных графиков нагрузки, и фактической.

3. Существенно облегчился труд дежурного по щиту управления благодаря освобождению его от обязанности почти непрерывно регулировать нагрузки генераторов. Это дало возможность сократить число дежурных по щиту до одного вместо двух в смену.

4. Исключилась возможность саморазгрузки электростанции из-за снижения давления пара (в небольших пределах), снижения напряжения в системе, ошибки или невнимательности дежурного персонала.

Испытания АРМ с частотным корректором в условиях действия последнего были проведены в начале 1953 г. При этом были осуществлены две серии опытов: с медленным изменением частоты в системе (статические опыты) и с быстрым снижением частоты (динамические опыты). Быстрое снижение частоты осуществлялось путем отключения нагруженных генераторов на параллельно работающей электростанции. Первый опыт

каждой серии производился при отключенных АРМ, второй — при включенных АРМ без частотного корректора, третий — при включенных АРМ с корректором. АРМ включались на четырех агрегатах из пяти. Результаты испытаний приведены на рис. 5 в виде копий записи регистрирующих ваттметров и частотомера.

Из рисунка видно, что в первых статическом и динамическом опытах нагрузка генераторов № 1 и 2 изменялась в соответствии с изменением частоты благодаря действию регуляторов турбин. Нагрузка же генераторов № 3 и 4 практически не изменялась вследствие, повидимому, плохого состояния регуляторов турбин. Во вторых статическом и динамическом опытах нагрузка всех генераторов изменялась незначительно благодаря действию АРМ. На записи нагрузки генераторов № 1 и 3 виден толчок электрической мощности, имеющий место в момент отключения генератора и затем быстро спадающий, так как выпуск пара в турбину не увеличивается.

Некоторое изменение нагрузки генераторов, имевшее все же место в этих опытах, объясняется, видимо, погрешностью АРМ, вызванной изменением частоты.

При рассмотрении записи третьего статического опыта отмечается следующее: сначала при снижении частоты нагрузка изменяется мало (действие АРМ); затем начинает действовать частотный корректор, нагрузка быстро растет и колеблется в соответствии с колебаниями частоты; после начала повышения частоты нагрузка быстро снижается до прежнего значения и остается некоторое время неизменной; при дальнейшем повышении частоты генераторы начинают быстро разгружаться благодаря действию частотного корректора. Корректор при проведении испытаний был настроен таким образом, что начинал действовать при снижении частоты до 49,6 гц и

повышении ее до 50,2 гц. При третьем динамическом опыте нагрузка всех генераторов быстро возросла благодаря действию корректора. В результате этого снижение частоты оказалось здесь значительно меньшим, чем во втором динамическом опыте, хотя нагрузка отключавшегося генератора в обоих опытах была одинаковой.

Проведенные испытания показали, что частотный корректор действует правильно, в соответствии с возложенными на него задачами.

Пока частота остается в определенных заданных пределах, нагрузка генераторов также остается неизменной. При отклонении частоты за эти пределы нагрузка генераторов увеличивается или уменьшается в зависимости от знака отклонения частоты. Следует отметить, что частотный корректор не только устраняет вредное действие АРМ при значительном отклонении частоты, но и обеспечивает изменение нагрузки тех агрегатов,

которые в силу дефектов регулирования турбин оказываются нечувствительными к изменениям частоты в энергосистеме. В данном случае при испытаниях это имело место в отношении агрегатов № 3 и 4.

Описанная установка АРМ с частотным корректором, кроме регулирования на заданную мощность с коррекцией по частоте или без нее, позволяет также осуществить автоматическое регулирование частоты. Уставка частоты в этом случае может изменяться в пределах шкалы корректора (в данной установке 49,5—50,5 гц). Выбор режима регулирования (АРМ, АРМ с коррекцией, АРЧ) осуществляется с помощью переключателя режимов (ПР на рис. 4) и путем перестановки упоров частотного корректора.

Применение частотного корректора позволяет рекомендовать более широкое внедрение АРМ на электростанциях.



Защита трансформаторов от перегрузки с частичной автоматической разгрузкой

Инж. В. Д. Мавричев

В электросетях одной энергосистемы имеется много необслуживаемых электроподстанций с релейной защитой, выполненной на переменном оперативном токе. Подстанции питают электроэнергией ответственных потребителей, главным образом предприятий нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности. Каждое нарушение электроснабжения этих предприятий связано с серьезным ущербом.

В соответствии с «Правилами устройства электротехнических установок» трансформаторы этих подстанций оборудованы защитой от перегрузки, выполненной с помощью реле типа ИТ-82/1, установленного в одной фазе. Защита действует на отключение выключателя со стороны низшего напряжения трансформатора при перегрузке его до 140% I_n .

При параллельной работе трансформаторов возможно отключение всех их, одного за другим.

В эксплуатации частыми причинами полных отключений необслуживаемых подстанций являются случаи действия указанной защиты. Ущерб в результате отключений трансформаторов от перегрузки бывает в несколько раз больше, чем от всех остальных аварий в электросети.

Такие отключения трансформаторов согласно инструкции по расследованию, анализу, классификации аварий и браков в работе на предприятиях министерства считаются не авариями, а абонентскими отключениями, а поэтому учету не подлежат. В результате в энергосистеме фактически не ведется борьбы с подобными отключениями, приносящими большой ущерб народному хозяйству.

Действующая на отключение защита от перегрузки в условиях необслуживаемых подстанций не предохраняет трансформаторы от внутренних повреждений, вызванных перегрузкой. При перегрузке меньшей, чем чувствительность защиты, например при 135% I_n , трансформаторы могут работать в течение нескольких дней — до прихода персонала, что неизбежно приведет к чрезмерному перегреву и как возможное последствие — к внутреннему повреждению трансформаторов.

Подобный режим работы может создаваться в результате действия АВР на данной подстанции или в сети, питающейся от этой подстанции, а также при автоматическом отключении одного из двух параллельно работающих одинаковых трансформаторов (при нагрузке каждого из них по 60—65% от номинальной) или одного из трех параллельно работающих одинаковых трансформаторов (при нагрузке каждого из них по 85—90% от номинальной).

Длительная перегрузка величиной до 135% от номинальной может быть также следствием самовольного перевода нагрузки потребителями с одной подстанции на другую и с одной системы шин на другую. В результате частых перегрузок, создаваемых потребителями, на одной из подстанций указанного выше сетевого района в 1949 г. сгорел трансформатор 3 тыс. кВА, 20/6 кВ.

В целях предотвращения внезапных полных остановок предприятий, а также выхода из строя трансформаторов в результате перегрузок автором было предложено выполнять защиты трансформаторов от перегрузки с частичной автоматической разгрузкой.

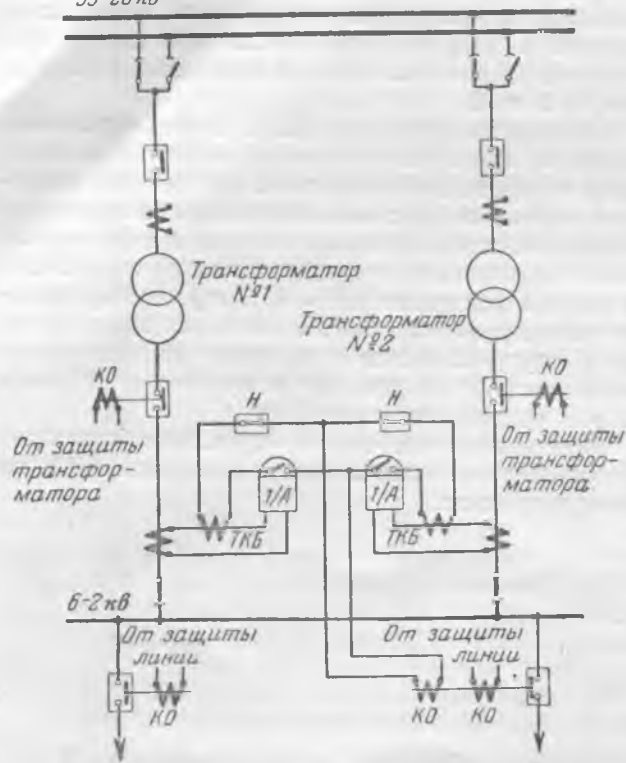


Схема частичной автоматической разгрузки параллельно работающих трансформаторов с отключением одной линии. КО—катушки отключения; Н—накладки; ТКБ—насыщающийся трансформатор для питания оперативных цепей от трансформаторов тока.

Установленная с низкой стороны трансформаторов защита от перегрузки должна действовать на отключение не самого трансформатора, а одной или двух заранее выбранных линий 6—2 кВ с нагрузкой, составляющей примерно 10—15% от номинальной одного или нескольких параллельно работающих трансформаторов.

Перегрузка трансформаторов при осуществлении предлагаемой схемы защиты выявится сразу же после отключения линии, выбранной для разгрузки в результате сообщения потребителя, что послужит одновременно сигналом появившейся перегрузки.

Схема, показанная на рисунке, предназначена для частичной разгрузки нескольких параллельно работающих трансформаторов отключением одной линии при отсутствии секционного выключателя или разъединителя. В данной схеме на частичную разгрузку может действовать защита одного из трансформаторов, так как при возникшей перегрузке вполне достаточно одному из реле ИТ-82 замкнуть свои контакты, чтобы отключить линию. Однако так как иногда могут работать только один из двух или два из трех трансформаторов, целесообразно действие на частичную разгрузку иметь на всех трансформаторах, т. е. все накладки Н держать включенными. Это, кроме того, увеличивает надежность действия разгрузки.

При наличии секционного выключателя или разъединителя и отдельной работе трансформаторов защита каждого из них должна действовать на отключение одной из линий, питающихся от данной секции.

При включенном положении секционного выключателя схема может быть выполнена так, что-

бы сначала разгрузить трансформаторы путем отключения одной линии, а затем в случае необходимости, если нагрузка вновь возросла или недостаточно снизилась, отключением второй линии. Это может быть достигнуто выполнением на защитах от перегрузок разных уставок по току.

На необслуживаемых подстанциях рассматриваемой электросети применяется автоматическое включение резервного питания (АВР). Принцип действия грузовых АВР, установленных на необслуживаемых подстанциях энергосистемы, заключается в том, что в момент отключения питающей линии и исчезновения тока в питающем трансформаторе или линии и напряжения на одной из систем шин реле минимального напряжения и реле минимального тока одновременно замыкают свои контакты и готовят цепь для срабатывания реле времени. Последнее по истечении установленной выдержки времени отключает выключатель питающего трансформатора или линии на данной подстанции. После этого блок-контактами выключателя рабочего питания подается импульс на включение грузовым приводом междушинного или междусекционного выключателя, чем восстанавливается питание обесточенной системы шин.

Однако широкого распространения этот вид автоматики на подстанциях 35 кВ и в распределительных устройствах 6—2 кВ энергосистемы, а особенно в сетях 6 и 2 кВ потребителя, не получил, вследствие того что большинство источников питания, на которые должна перейти нагрузка в случае срабатывания АВР, получает чрезмерную перегрузку на продолжительное время (из-за отсутствия обслуживающего персонала на подстанциях).

В целях автоматического снижения чрезмерно возросшей нагрузки на источниках резервного питания в результате работы АВР автором предложено на необслуживаемых подстанциях 35—20/6—2 кВ применить АВР с частичной автоматической разгрузкой источников питания.

Частичная автоматическая разгрузка выполняется следующим образом. К трансформаторам тока обоих источников питания на одну или две фазы подключаются максимально зависимые реле тока ИТ-82/1, которые в случае появления перегрузки выше заданной величины придут в действие и отключат одну или две заранее выбранные линии 6—2 кВ с менее ответственной нагрузкой. При наличии двух реле уставки их выбираются различными. Если в результате работы АВР создается недопустимая перегрузка на оставшемся источнике питания, то одно из реле ИТ-82/1 (с меньшей уставкой) придет в действие и автоматически отключит одну линию разгрузки, а затем, если нагрузка недостаточно снизится или вновь возрастет, от действия реле, установленного на другой фазе, отключится вторая линия разгрузки.

В целях исключения возможности автоматического включения междушинного выключателя при наличии короткого замыкания на системе шин или электрооборудовании подстанции в токовую цепь дополнительно включается комбинированное промежуточное токовое реле типа РП-ЭТ

с механической защелкой и нормально замкнутыми контактами, отрегулированное на ток короткого замыкания на шинах данной подстанции. Такое реле может быть выполнено из реле типа РП-2а.

Таким образом, после исчезновения тока в линии или трансформаторе и напряжения на одной из систем или секций шин данной подстанции срабатывают токовое реле и реле напряжения и готовят цепь для срабатывания реле времени. По истечении заданного времени последнее замкнет свои контакты и отключит выключатель источника питания данной системы или секции шин.

Если реле типа РП-ЭТ не обтекается током короткого замыкания, то его контакты останутся замкнутыми, а поэтому после замыкания блок-контактов отключающегося выключателя образуются цепь через контакты этого реле и катушку включения грузового привода междушинного выключателя. При отключении источника питания от защиты в результате короткого замыкания на системе шин работа АВР будет происходить в той же последовательности, но так как сработает реле типа РП-ЭТ и разомкнет свои нормально замкнутые контакты, то этим будет исключена возможность автоматического включения междушинного выключателя на короткое замыкание¹.

Этот же принцип может быть применен для автоматической разгрузки трансформаторов при действии АВР.

Если в сети 6—2 кВ нет автоматов повторного включения, требующих для своей работы определенного времени, то реле времени из схемы АВР может быть также исключено.

¹ Отказ от повторного включения шин, на которых произошло короткое замыкание, является неправильным, так как в ряде случаев повторная подача напряжения действием АПВ или АВР восстанавливает работу. Р е д.

□ □ □

Сообщение потребителя об отключении линии разгрузки на необслуживаемых подстанциях, имеющих АВР, явится одновременно сигналом наличия перегрузки трансформаторов либо в результате роста нагрузки у потребителя, либо в результате работы АВР.

При автоматическом отключении одного из трансформаторов в результате короткого замыкания на шинах или на отходящей линии (при отказе ее защиты) работа АВР будет происходить в следующей последовательности. Произойдет отключение выключателей трансформатора с обеих сторон от действия максимально зависимой защиты и блокировки. В результате обтекания током короткого замыкания комбинированного промежуточного токового реле РП-ЭТ нормально замкнутые его контакты разомкнутся. Создавшаяся при этом разомкнутая цепь исключит возможность включения междушинного или секционного выключателя на короткое замыкание, имевшееся на шинах или неотключившейся линии.

В схеме можно применить накладки, закорачивающие контакты реле РП-ЭТ, чем будет в случае необходимости разрешена работа АВР при коротком замыкании на шинах.

В этом случае, если короткое замыкание оказалось устойчивым, то установленная на секционном или междушинном выключателе максимальная мгновенная токовая защита (отсечка) должна отключить выключатель и отделить поврежденную систему или секцию шин от второго источника питания.

Предлагаемую схему АВР целесообразно использовать только в случае загрузки каждого из двух одинаковых, но раздельно работающих трансформаторов не более чем на 80—90% номинального тока. В этом случае отключение одного из двух трансформаторов создает перегрузку другого на 160—180%.

ДИСКУССИЯ

Об организации обслуживания районных подстанций¹

Инж. Н. В. Николаева — Азэнерго

В обсуждаемой статье поставлен вопрос о сокращении численности персонала районных подстанций путем лучшего использования времени работников и предложен новый график дежурств.

Совершенно справедливо указывая на повышение техники и автоматизации подстанций за последнее время, а также на увеличение надежности работающего оборудования, автор тем не менее не использовал опыта отдельных энергосистем, где давно уже ведется эксплуатация подстанций 35—20 кВ без постоянного дежурного персонала. Так, например, в сетевых районах Электросети Азэнерго постоянный дежурный персонал численностью 7 чел. имеется только на подстанциях 110 кВ (как узловых, так и тупиковых). Обслуживание всех остальных подстанций района производится двумя разъездными дежурными (техник и электромонтер обслуживают до десяти подстанций) на специальной дежурной автомашине. Ими проводятся осмотры подстанций по графику, оперативные переключения и допуск бригад к месту работ с ведома и под оперативным руководством дежурного инженера подстанции 110 кВ (диспетчера района сети).

Как показал массовый опыт эксплуатации таких подстанций, количество аварий при этом методе обслуживания значительно сократилось.

Таким образом, не только «в городской черте», как рекомендует автор, но и везде, даже для подстанций с промышленным потребителем и установленными синхронными компенсаторами с числом трансформаторов до пяти-шести при наличии АПВ и АВР можно на основе многолетнего опыта Азэнерго без «переходной ступени» снять дежурный персонал и перейти к эксплуатации без

непрерывного надзора, что даст большую экономию.

Предлагаемый распорядок дежурств с заменой 3,5 единицы дежурных электромонтеров двумя эксплуатационными монтерами не может найти применения там, где дежурный персонал имеет насыщенный рабочий день: допуск ряда бригад в разных местах; большое количество переключений и осмотров (уход за вращающимися механизмами; воздушное хозяйство выключателей; оснащенность автоматикой, требующей контроля ее готовности; записи нагрузок и показаний счетчиков; специальные обходы в условиях интенсивного загрязнения изоляции и др.). В этом случае занятость электромонтера даже больше, чем дежурного техника; следовательно, использовать его для других эксплуатационных или ремонтных работ начальник подстанции (района) может только в редких случаях.

Не совсем правильно на наш взгляд предложение т. Кедрина использовать дежурного электромонтера на капитальном ремонте и при профилактических испытаниях оборудования. Такие работы производятся обычно специализированными бригадами и требуют специального обучения и навыков.

Считаем, что предлагаемые инж. Кедриним график дежурств и организация обслуживания подстанций могут найти применение только на отдельных, удаленных подстанциях с проживающим вблизи этих подстанций персоналом.

В остальных случаях необходимо по опыту Азэнерго переходить к эксплуатации подстанций без постоянных дежурств, а в дальнейшем — и к полной автоматизации подстанций.

Инж. Т. П. Мусатов — Донбассэнерго

Предложенная В. М. Кедриним организация обслуживания районных подстанций с несением дежурства не на щите подстанций, а в отдельной комнате — не нова. Эту схему пытались осуществить еще до Великой Отечественной войны, однако на практике этот вид обслуживания высоковольтных подстанций не получил применения.

Упомянутое т. Кедриним соглашение Главэнерго и ЦК союза рабочих электростанций при-

равнивало круглосуточное дежурство в отдельной комнате на подстанции к 8 час. активного времени. Однако первое же применение этого вида дежурств показало, что занятость дежурного значительно выше при отсутствии нормальных условий для отдыха. Естественно, мало что поможет отдыху дежурного, если в комнате с телефонами диспетчерской, городской и местной сетей (а, иными словами, — с телефонным коммутатором), с предупредительной и аварийной сигнализацией поставить диван и, как указывает т. Кедрин, другую мебель.

¹ Обсуждение статьи В. М. Кедрина, «Электрические станции», 1952, № 9.

Возникает законный вопрос: а зачем вообще отдельная комната, не проще ли этот самый диван и другую мебель поставить на щите подстанции, а дежурного освободить от почасовых записей приборов и дать ему право на щите подстанции заниматься, как пишет т. Кедрин, своими делами?

Действительно, в обоих случаях условия работы дежурного одни и те же, но поскольку в одном из них столь явно нарушается трудовое законодательство, то и возникло предложение устанавливать диван и другую мебель не на щите подстанции, а в отдельной комнате на той же самой подстанции и практически рядом с тем же щитом.

Стремясь обеспечить нормальные условия для отдыха, соглашения Главэнерго и ЦК союза рабочих электростанций (заключено в 1938 г. как временное) допустило в случаях, когда производственные условия это позволяют, заменять непрерывное дежурство на щите подстанции круглосуточным дежурством дежурного монтера, но только на дому.

И не случайно соглашение допустило как исключение из этого правила: «На тех подстанциях, которые по условиям эксплуатации могут быть переведены на закрытый тип, с несением дежурства у себя на квартире, но ввиду отсутствия жилья в непосредственной близости от подстанции до настоящего времени не переведены на указанное дежурство, может устанавливаться по

условиям работы круглосуточное дежурство в специально оборудованной комнате при подстанции».

Таким образом, очевидно, что в настоящее время вопрос стоит не относительно дежурства в отдельной комнате или подобном надуманном предложении, а о действительно широком проведении работ по телемеханизации сетевых подстанций. Необходима такая телемеханизация, которая автоматически исключала бы непрерывное дежурство персонала.

Как известно, такая телемеханизация, внедренная в ряде энергосистем, обеспечила вполне надежную работу понизительных подстанций при отсутствии дежурного персонала.

В. М. Кедрин совершенно прав только в том, что уже сейчас, даже при отсутствии телемеханизации, имеющиеся на районных подстанциях автоматические устройства позволяют пересмотреть численность дежурного персонала.

На ряде подстанций вполне можно отказаться полностью от дежурств вторых лиц либо второе лицо иметь только в дневной смене, если это оправдывается частой и большой оперативной работой по переключениям и допускам для осмотра, ремонта и испытания оборудования.

В Донбассэнерго на весьма большом количестве довольно крупных районных подстанций как тупиковых, так и транзитных уже давно осуществлено одиночное дежурство при соблюдении, конечно, соответствующих требований в отношении ограждений и блокировочных устройств.

Инж. А. С. Памятных — Азэнерго

Выдвигаемый инж. В. М. Кедриным вопрос об уменьшении количества обслуживающего персонала районных подстанций заслуживает внимания и его рассмотрение своевременно.

Однако предлагаемый порядок обслуживания с круглосуточным дежурством дежурного техника нежелателен, так как, даже при возможности иметь отдых в ночное время круглосуточное дежурство утомительно и ослабляет внимание и настороженность персонала. Усложняется подмена дежурных техников на период отпусков или во время болезни кого-нибудь из них.

Вместо предлагаемого порядка обслуживания может быть рекомендован для тупиковых подстанций 110 кв или для проходных подстанций сравнительно небольшой мощности применяемый в настоящее время на некоторых районных подстанциях Урала порядок обслуживания одиночным дежурством по нормальному 3,5-сменному графику.

Непосредственно обслуживающим эксплуата-

ционным персоналом являются начальник подстанции и четыре дежурных техника. Таким образом, при меньшем количестве эксплуатационного персонала обеспечиваются нормальный график дежурства по 8 час. и постоянный надзор за работающим оборудованием.

Наличие четырех дежурных техников позволяет без особых затруднений производить подмену на период отпусков или во время болезни одного из них.

Кроме указанного эксплуатационного персонала, на подстанции имеется ремонтная бригада из трех-четырех монтеров для проведения текущих и капитальных ремонтов оборудования. Необходимо иметь ремонтную бригаду объясняется значительной удаленностью подстанций от управления сетевого района. При отсутствии реконструктивных работ на подстанции и наличии централизованного ремонта оборудования состав ремонтной бригады подстанции может быть уменьшен.

Инж. Л. Д. Махмуров — Азэнерго

В своей статье В. М. Кедрин разрабатывает метод постепенного перехода от постоянного обслуживания подстанций к полному снятию дежурного персонала.

Предлагаемый порядок обслуживания подстанций сокращает штат на 2 чел., тогда как опыт эксплуатации нашей энергосистемы показывает, что вообще нет необходимости иметь по-

стоянный обслуживающий персонал на подстанции.

В энергосистеме, имеющей свыше 100 подстанций, лишь на незначительном количестве подстанций, являющихся узлом основного напряжения (110 кв), имеется постоянный обслуживающий дежурный персонал, а эксплуатация остальных подстанций ведется районным дежурным персо-

налом. Указанная практика облуживания подстанций ведется десятки лет, т. е. еще с тех пор, когда энергосистема не имела автоматики (АПВ, АВР, автоматов разгрузки), и она вполне оправдала себя, а тем более сейчас, при наличии такой насыщенности подстанций автоматикой.

Без постоянного дежурства эксплуатируются, например, узловыe подстанции с установленной трансформаторной мощностью 18,4 тыс. *кВА* с четырьмя линиями 35 *кВ*, а также ряд подстанций с синхронными компенсаторами. Осмотр этих подстанций производится участковыми мастерами в сроки, предусмотренные «Правилами технической эксплуатации», а в вечернее время — дополнительно районным дежурным персоналом.

Один из сетевых районов в энергосистеме, имеющий 20 подстанций напряжением 110 и 35 *кВ* (в том числе две подстанции 110/35/6 *кВ* с двумя районными дежурными в дневное время), вполне обходится штатом из 26 чел. и более года не имеет аварий. В штат сетевого района входит:

начальников подстанций 110 <i>кВ</i>	2	чел.
дежурных инженеров (РДП)	3 $\frac{1}{2}$	"
дежурных техников подстанций 110 <i>кВ</i>	3 $\frac{1}{2}$	"
районных дежурных техников	5	"
дежурных монтеров	12	"
Всего		26 чел

При организации облуживания по предложению В. М. Кедрина для каждой подстанции потребовалось бы 6, а для подстанции — 120 чел. Отсюда видно, что 94 чел. оказываются совершенно лишними.

Несение дежурства по подготовке рабочих мест для ремонтного персонала осуществляется следующим образом.

В районе намечается подстанция, расположенная в центре нагрузок района. На этой подстан-

ции имеется специально оборудованная комната для дежурного персонала района (районных дежурных), где находятся ночью дежурный техник, монтер и шофер постоянной дежурной машины.

По указанию дежурного инженера подстанции 110 *кВ* (РДП) указанные дежурные выезжают на производство переключений по подстанциям района и готовят к началу рабочего дня все рабочие места.

Утром прибывают две пары дежурных, принимают дежурство, выезжают совместно с бригадами на рабочие места и допускают их к работе. После окончания работ на подстанциях восстанавливается нормальная схема; подстанция забирается и дежурные возвращаются на ночное дежурство на ту же подстанцию.

Может создаться впечатление, что указанная схема несения дежурства вызовет серьезные осложнения при возникновении аварии и затяжку ликвидации ее. Однако практика показала, что если дежурный инженер достаточно хорошо изучил схему и нагрузки района и входящих в него подстанций и знает, какие объекты питаются от подстанции, то он может свободно определить по изменившейся нагрузке на той или иной линии, на какой подстанции или линии произошла авария, и направить дежурный персонал для подачи питания потребителю.

Вне сомнения насыщенность на подстанциях автоматики во многом поможет дежурному инженеру (РДП).

Из изложенного можно сделать вывод, что необходимо смелее ликвидировать постоянные дежурства на подстанциях 35 *кВ* и ниже независимо от установленной мощности трансформаторов и без всяких переходных ступеней. Это значительно уменьшит численность персонала и, следовательно, снизит также количество аварий по вине дежурного персонала.

Инж. Г. Е. Даниелян — Донбассэнерго

В. М. Кедрин не поддерживает обычно предъявляемых требований о необходимости телеуправления с целью освобождения дежурного персонала с подстанции. Он считает, что «предварительные условия для снятия персонала (т. е. телеизмерения и телесигнализация — Г. Д.) являются следствием отсутствия массового опыта эксплуатации подстанций без непрерывного дежурства». Такая постановка вопроса не отвечает современной тенденции внедрения автоматизации и телемеханизации управления и контроля режима работы районных подстанций. Отсутствие телеуправляемости основными выключателями подстанций с полным снятием дежурного персонала не обеспечивает требуемой надежности эксплуатации и ведения экономичного режима работы районных подстанций. Поэтому с указанным мнением автора согласиться нельзя.

Инж. В. М. Кедрин прав в том, что в связи с высокой эксплуатационной надежностью ответственного электрооборудования и внедрением автоматики на подстанциях (АПВ, АВР и др.) представляется возможным сократить численность персонала районной подстанции. В этих целях

он предлагает вместо нормального 3 $\frac{1}{2}$ -сменного дежурства двух работников в смену установить единоличное круглосуточное дежурство в специально выделенной комнате при районной подстанции. Такой порядок облуживания районных подстанций не является новым. Он предусматривался «Временным соглашением о порядке регулирования рабочего времени и отдыха в электросетях Главэнерго», заключенным между Главэнерго и ЦК союза электростанций еще в 1938 г. В п. 8 этого соглашения указано:

«Для монтеров, несущих дежурство у щита, на тех подстанциях, которые по условиям эксплуатации могут быть переведены на закрытый тип, с несением дежурств у себя на квартире, но ввиду отсутствия жилья в непосредственной близости от подстанции до настоящего времени не переведены на указанное дежурство, может устанавливаться по условиям работы круглосуточное дежурство в специально оборудованной комнате при подстанции».

Обычно техническим проектом подстанции предусматривается непосредственно вблизи от нее постройка жилого дома для обслуживающего

персонала. Поэтому, естественно, нет никакой необходимости выделять специально оборудованную комнату при подстанции, изолированную от производственной обстановки.

С точки зрения технической эксплуатации подстанции дежурство на дому и обслуживание из специально выделенной комнаты практически равноценны. Как видно из приведенной ниже таблицы, количество персонала при дежурстве на дому меньше на 1 чел., чем при обслуживании из отдельно выделенной комнаты при подстанции. Кроме этого, организация бытовых условий и само дежурство более удобны при обслуживании подстанции из дому. Этим и объясняется, что в Донбассэнерго организация обслуживания подстанции из специально выделенной при ней комнаты не нашла применения.

Внедрение современной автоматики облегчило условия дежурств на районных подстанциях, и при соблюдении всех требований «Правил техники безопасности» по единоличному дежурству необходимость несения дежурства двумя лицами в смену отпадает. В связи с этим на районных подстанциях энергосистемы, кроме крупных узловых подстанций 110 кВ с синхронными компенсаторами, численность дежурного персонала снижена путем установления единоличного дежурства в смену.

Общее снижение численности персонала при этом зависит от местных условий, как это видно из таблицы. При дежурстве 1 чел. в смену количество персонала уменьшается на 3 чел. против количества персонала при дежурстве 2 чел. в смену. Количество оставшегося персонала вполне достаточно для обеспечения надежной эксплуатации подстанции.

Ремонтные работы большого объема организуются в централизованном порядке по сетевому району.

При дежурстве 1 чел. в смену переключения выполняются единолично согласно эксплуатационному циркуляру Технического управления МЭС № 4/Э за 1951 г. «О заполнении бланка переключе-

ния». Сложные оперативные задания выполняются с участием начальника подстанции в качестве контролирующего лица.

Наряды на ремонтные работы выдаются начальником подстанции. Если подстанция близко расположена к управлению сетевого района, то наряды выдаются эксплуатационным отделом. При этом должность начальника подстанции ликвидируется, а некоторые его функции выполняет один из дежурных подстанции (старший дежурный).

В первом случае количество обслуживающего персонала такое же, как при порядке обслуживания подстанции из специально выделенной при ней комнаты, а во втором случае даже меньше на 1 чел.

Продолжительность рабочего дня как в первом, так и во втором случаях составляет 8 час. Такая продолжительность более удобна, чем круглосуточное дежурство 1 чел.

Порядок эксплуатации	Начальник подстанции	Дежурный техник	Дежурные монтеры	Эксплуатационные монтеры (по ремонту)	Всего в штате
Нормальный 31/2-сменный график дежурства 2 чел. в смену	1	3	3,5	1,5	9
Нормальный 31/2-сменный график дежурства одного человека в смену:					
а) на подстанциях, удаленных от управления сетевого района	1	—	4	1	6
б) на подстанциях, близко расположенных к управлению сетевого района	—	—	4	1	5
Суточное дежурство на дому	1	—	3	1	5
Суточное дежурство в специально выделенной комнате при подстанции	1	3	—	2	6

Инж. Е. Ф. Иоффе — Гсрэнерго

Уменьшение численности персонала, дежурящего на подстанциях, действительно является важной задачей эксплуатирующих организаций.

Однако было бы совершенно неправильно пытаться решать эту задачу только путем изменения графиков работы дежурного персонала, не вмешиваясь активно в систему организации ремонтов на подстанциях.

Известно, что большое влияние на организацию труда дежурного персонала имеет количество рабочего времени, которое он тратит на участие в ремонте, т. е. на подготовку рабочего места, допуск к работе, надзор за работающими, приемку рабочего места и переключения.

Затраты рабочего времени дежурного персонала, связанные с выполнением на подстанции ремонтных работ, резко колеблются в зависимости от того, ведутся ли ремонтные работы децентрализованно или централизованно.

При децентрализованном ведении ремонтов силами малочисленной бригады подстанции отключения для ремонтов ведутся почти ежедневно, так как бригада за одно отключение не может охватить всего подлежащего исполнению объема работ.

Именно такую организацию текущих ремонтов, очевидно, и предполагает инж. Кедрин, поручающий эксплуатационному монтеру «профилактические осмотры оборудования с отключением, мелкий ремонт» и т. д.

При централизованном ремонте, выполняемом силами нескольких специализированных бригад, количество отключений резко снижается, а следовательно, сокращается загрузка дежурного персонала.

При такой организации ремонтных работ эксплуатационному монтеру в те дни, когда ремонта нет, делать на подстанции нечего, а так

как таких дней — подавляющее большинство, то вообще относить этого монтера к какой-либо подстанции, как это делает инж. Кедрин, нет оснований. Этот монтер естественно превращается в члена централизованной ремонтной бригады, имеющего оперативные права, т. е. могущего участвовать в переключениях в качестве второго лица.

Таким образом, при централизованном ремонте, который мы считаем единственно правильным способом организации всех ремонтных работ, эксплуатационный монтер на подстанции не нужен. Он рациональнее будет использован в ремонтной бригаде.

После этой поправки приходится сравнивать между собой нормальный график одиночного дежурства на подстанции, т. е. 3,5 чел. на подстанцию, с графиком инж. Кедрина, обуславливающим необходимость иметь 3 чел. на подстанции.

Снижение численности бригады на 0,5 чел. на

подстанцию по предложению В. М. Кедрина является только кажущимся, так как в период отпусков и в случае болезни оно связано со значительными переработками как начальника подстанции, который должен «совмещать дежурство на подстанции», так и двух техников, исполняющих в это время обязанности трех человек. Кроме этого, надо учесть значительное повышение эффективности работы эксплуатационного монтера в ремонтной бригаде по сравнению с дежурством на подстанции.

Крупным недостатком графика инж. Кедрина является неопределенное положение дежурного техника, который во время дежурства имеет право отдыхать на подстанции (т. е. спать). Такая организация труда ведет к падению трудовой дисциплины и безответственности.

Эта характеристика предложенного инж. Кедриним графика подтверждена опытом энергосистемы, где такой график некоторое время применялся.

Инж. А. В. Груздев — Горэнерго

Снижение численности дежурного персонала сетевых подстанций действительно является важной задачей для энергосистем.

Известно, что разрешение этой задачи может быть достигнуто оснащением подстанций устройствами автоматики и телемеханики, с одной стороны, и введением централизованного ремонта оборудования — с другой.

Предложения инж. В. М. Кедрина о снижении численности дежурного персонала подстанций сделаны без учета указанных выше двух основных условий. По его мнению предпосылкой для полного снятия дежурного персонала с подстанции является лишь «накопление опыта эксплуатации подстанции без непрерывного надзора».

По моему мнению несостоятельность подобного упрощенческого подхода к решению вопроса о ликвидации постоянного дежурства на подстанциях не требует доказательств.

Необходимо отметить, что сокращение второго дежурящего лица (монтера) безусловно целесообразно и для значительного числа подстанций возможно, а на ряде подстанций уже применено без всякого ущерба для эксплуатации.

Наличие централизованного ремонта делает ненужным включение в штат обслуживающего персонала подстанции также эксплуатационных монтеров, которые могут выполнять функции вторых оперативных лиц при ремонтных переключениях, являясь членами ремонтных бригад (при централизованном ремонте).

Таким образом, сущность предложения инж. Кедрина сводится к замене одиночного дежурства техников по нормальному 3½-сменному графику суточным дежурством на подстанции трех техников.

Сравнивая два этих графика дежурств, видим, что достигаемая по предложению инж. Кедрина

экономия в 0,5 чел. сопровождается возникновением следующих недостатков:

1. Снижается активность работы дежурного техника по надзору за оборудованием (один обход в сутки вместо трех).

2. Не гарантируется четкость действий дежурного техника при ликвидации аварий и ненормальных режимов.

3. Снижается оперативная и производственная дисциплина персонала.

4. Вносятся элементы дезорганизации в схему оперативного управления энергосистемой: подстанция при нахождении на ней круглосуточного дежурного техника не является необслуживаемой, так как на ней постоянно присутствует дежурный техник, и контроль за состоянием ее оборудования из других пунктов системы не осуществляется (как это имеет место на телемеханизированных подстанциях без обслуживающего персонала).

С другой стороны, подстанция не является и обслуживаемой, так как дежурный техник длительное время отсутствует на рабочем месте и вызов его диспетчером энергосистемы или района для необходимой справки или указания затруднен и вызывает претензии по поводу прерванного отдыха.

5. Не гарантируется отсутствие недопустимой переутомленности дежурного персонала в период несения дежурства (см. приказ Министра электростанций за № 340, 1952 г.), наблюдавшейся и ранее при практиковавшемся «дежурстве на дому».

Перечисленные недостатки графика работы дежурных техников по предложению инж. Кедрина подтверждены опытом одной из энергосистем, в которой такой график был введен, что и повлекло за собой его отмену с переходом на нормальный 3,5-сменный график.

Вопрос о пересмотре графиков дежурств на районных подстанциях и особенно на подстанциях второй категории назрел уже давно.

Кратковременное применение (в 1949 г. — 2,5 мес. и в 1951 г. — 8 мес.) графиков дежурств на подстанциях второй категории, построенных на принципе суммарного дня монтеров (аналогично предложению В. М. Кедрина), привело в энергосистеме к тому, что эксплуатационные монтеры в дни производства ремонтов оборудования на подстанциях имели 13—14-часовой непрерывный рабочий день и 10-часовой рабочий день в остальные дни (8 час. активной работы в дневное время и вызовы на подстанцию в вечернее и ночное время).

Не в лучшем положении оказались и начальники подстанций второй категории. Применение указанных выше графиков фактически лишило их, как и монтеров, права использования законного ежедневного и еженедельного отдыха.

В результате при общем снижении аварийности по Министерству в 1952 г. в электросети энергосистемы за это время значительно возросли число аварий и аварийный недоотпуск энергии по сравнению с предыдущими годами. Такое возрастание нельзя признать случайным. Оно произошло вследствие ослабления оперативной дисциплины из-за мнимого отдыха дежурного техника «в дежурной комнате, оборудованной соответствующей мебелью».

Среднегодовые данные по одной подстанции второй категории показывают, что при наличии на этой подстанции 21—25 присоединений максимальное количество суточных операций (36%) приходится на первую смену, т. е. с 0 до 8 час. Если же учесть снятие показаний счетчиков, подсчет суточной выработки электроэнергии и ведение другой отчетности, а также ряд текущих эксплуатационных работ, то становится ясным,

что дежурный техник имеет не фактический отдых в дежурной комнате, а мнимый.

Данные оперативной и ремонтной документации по подстанциям показывают, что при децентрализованном производстве ремонта отдельные присоединения потребителей в течение года выводятся в ремонт с наложением и последующим снятием заземлений по 40—50 раз, а подстанционные присоединения — от 10 до 27 раз.

Широкое внедрение отдельных элементов автоматики подстанций, телеизмерения, телесигнализации, телеуправления основными коммутационными аппаратами (выключатели, разъединители) подстанции наряду с проведением централизованного производства ремонтов и жесткая борьба за сокращение неоправданных оперативных отключений оборудования на ремонт, использование стационарных, а не переносных заземлений должны быть положены в основу правильного решения вопроса организации обслуживания всех районных подстанций энергосистем.

Осуществление полного комплекса указанных мероприятий даст возможность вообще отказаться от постоянного дежурства на подстанциях.

До тех пор, пока перечисленные мероприятия не будут практически осуществлены, необходимость в постоянном пребывании дежурного персонала на подстанции любой категории бесспорна. Обязательное же наличие второго человека при наложении и снятии переносных заземлений (в соответствии с «Правилами техники безопасности») и других сложных оперативных переключений диктует необходимость введения в график дежурств, помимо активных дежурств на подстанции, еще и пассивные дежурства (второй человек), что обеспечит своевременное выполнение оперативных заданий диспетчера энергосистемы и сократит до минимума возможный аварийный недоотпуск электроэнергии потребителям.

Инж. Д. П. Клементьев — Мосэнерго

Вполне своевременно поставлен вопрос о сокращении дежурного персонала на подстанциях. Однако он не может быть решен в общем виде для всех подстанций вне зависимости от местных условий, о чем зачастую забывают обсуждающие статью т. Кедрина.

Из высказываний ясно, что имеющийся опыт по сокращению дежурного персонала себя оправдывает, не вызывая ухудшения эксплуатации.

На ряде подстанций 110 кВ с несложной схемой и небольшим количеством оперативных переключений может быть применено дежурство одного работника в смену, как это осуществлено в Донбассэнерго.

На подстанциях 30 кВ, питающих нагрузку, допускающую перерывы в подаче электроэнергии, при наличии хороших дорог и небольших расстояний между подстанциями и наглядной схемы энергоснабжения, позволяющей диспетчеру быстро ориентироваться в происшедших отключениях, может быть допущено полное снятие персонала

без применения телеуправления и телесигнализации, как это применено в Азэнерго.

На крупных городских подстанциях со сложными схемами коммутации, большим числомходящих линий, составляющих в совокупности узлы энергосистемы, должно быть два, а иногда и три дежурных в смену. График дежурств, предлагаемый т. Кедриним, может быть рациональным в местных условиях сетевого района Горэнерго, но не может быть принят для других подстанций как типовой.

Наиболее общее решение дает применение телесигнализации и телеуправления, которое, повышая надежность энергоснабжения, позволяет диспетчеру быстро ориентироваться в обстановке, принимать решения по ликвидации тех или иных нарушений с минимальной затратой времени. При этих условиях может быть поставлен вопрос о полном снятии дежурного персонала для большого числа подстанций с разнообразной нагрузкой и различным положением в схеме энергоси-

стемы, даже в масштабе большого сетевого района.

В ВЭС Мосэнерго применяются различные графики дежурств, с различным числом дежурных в смене. Есть подстанции 30 кв, расположенные на небольшом расстоянии друг от друга, с простыми схемами и незначительным количеством оперативных переключений, на которых нет дежурных; они обслуживаются одним монтером, находящимся в подрайоне.

На ряде подстанций 110 кв осуществляется обслуживание одним дежурным в смену; на неко-

торых подстанциях 110 кв, имеются дежурства двух лиц с правом дежурства на дому и т. д. Опыт показывает, что учет местных условий позволяет вести нормальную надежную эксплуатацию с небольшим количеством дежурного персонала на подстанциях.

Поэтому одновременно с проведением работ по телемеханизации подстанций в масштабе целых сетевых районов необходимо более смело идти на сокращение количества дежурного персонала, учитывая местные условия эксплуатации подстанций.

ОТ РЕДАКЦИИ

Осуществление комплекса работ по телемеханизации и автоматизации районных подстанций имеет целью повысить надежность электроснабжения и снизить численность дежурного персонала на подстанциях.

В своей статье В. М. Кедрин ставит вопрос о возможности сокращения численности дежурного персонала при уже достигнутой степени автоматизации до осуществления телемеханизации в объеме, признаваемом необходимым для перевода подстанций на эксплуатацию без дежурного персонала. Автор статьи предлагает для решения этой задачи определенный порядок обслуживания.

Отклики, поступившие на статью В. М. Кедрина, показывают, что вопрос поставлен своевременно. Однако предложенный автором график дежурств встретил серьезные и обоснованные возражения. Необходимо согласиться, что такой график может быть принят только при некоторых местных условиях как временная мера.

В выступлениях содержится ряд предложений, заслуживающих особого внимания. Так, следует считать доказанной опытом возможность перевода значительной части районных подстанций на обслуживание без дежурных и при существующем уровне автоматизации (выступления Н. В. Николаевой и Л. Д. Махмурова).

Там, где по местным условиям такой перевод встречает затруднение, вполне целесообразно введение дежурств 1 чел. (выступления А. С. Памятных, Т. М. Мусатова, Г. Е. Даниеляна). Опыт несения дежурства 1 чел., описываемый этими авторами, опровергает соображения В. С. Москина о необходимости иметь на всех районных подстанциях двух дежурных.

Редакция считает, что приведенный в выступлениях опыт послужит основанием для более смелого введения обслуживания подстанций без дежурных или для перехода на дежурство 1 чел. Повышение производительности труда дежурного персонала и снижение его численности являются одним из важнейших организационных вопросов, стоящих перед электросетями энергосистем.



ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

Монтаж блоков жесткой арматуры каркаса главного корпуса электростанции жестконогими деррик-кранами

В настоящее время главные корпуса электростанций в железобетоне сооружаются преимущественно с арматурой в виде жестких каркасов.

Жесткий каркас характеризуется малым весом отдельных элементов (0,2—1,5 т) при довольно значительном габарите. При осуществлении монтажа современными индустриальными методами — крупными блоками — эти элементы должны быть укрупнены.

Сборка в блоки на земле имеет особенно большое значение для жесткого каркаса, так как вследствие недостаточной жесткости отдельных его элементов сборка их на месте установки очень затруднена. Еще большую трудность представляют набор и стыковка гибкой арматуры в отдельные элементы жесткого каркаса.

Применяемые обычно для ведения остальных строительных работ (подача бетона, кирпича и т. д.) 3-тонные башенные краны не обеспечивают подъема укрупненных блоков ввиду их недостаточной грузоподъемности. Поэтому приходится применять более мощные краны. Однако установка такого специального крана при небольших объемах работ (при расширении главного здания) не всегда может быть экономически оправдана.

При расширении главного корпуса одной гребс в отсутствии специального крана надлежащей грузоподъемности нашли широкое применение жестконогие деррик-краны, изготовленные силами монтажного участка из цельнотянутых труб диаметром 219 мм. Высота деррик-крана — 7 м, вылет стрелы — 8 м, грузоподъемность — 6 т, что обеспечивает подъем практически всех блоков жесткого каркаса.

Для подъема груза и стрелы установлены 3-тонные электролебедки, а для поворота стрелы — 1,5-тонная ручная лебедка.

Таких деррик-кранов было изготовлено 2 компл. Один был установлен на кровле существующей дымососной, а другой — на кровле бункерной (рис. 1). Под раму деррик-крана подкладываются рельсы из балки № 36, кото-

рые крепятся хомутами за перекрытие; рама же крана закрепляется хомутами за рельсы.

Отдельные элементы жесткого каркаса собирались в блоки на сборочной площадке с помощью 15-тонного гусеничного или железнодорожного кранов. После сборки блоков из отдельных колонн и ригелей производилась наборка гибкой арматуры.

Транспортировка блоков производилась на платформе широкой колеи. В связи с большими размерами блоков необходимо, чтобы между местами сборки и монтажа был обеспечен габарит не менее 6 м от оси пути в каждую сторону.

При отсутствии кранов или невозможности транспортировки собранных блоков сборку их можно производить у места монтажа этими же деррик-кранами.

Монтаж велся по осям здания: сперва устанавливался и раскреплялся временными связями блок № 1, потом этим же деррик-краном устанавливались продольные балки, которые затем приваривались (рис. 1).

После этого ставились блоки № 2 и 3, которые также соединялись продольными балками, монтируемыми этим же краном.

Если к моменту монтажа балок, связывающих блоки дымососной, весь ранее установленный жесткий каркас был забетонирован, то ставились колонны по ряду Г (блок № 4) и ферма котельной (блок № 5).

В связи с тем, что деррик-кран на бункерной не мог полностью поднять свой конец фермы, на колонну ряда Г приваривалась надставка, к которой крепился блок, после чего с помощью дополнительной лебедки производилась окончательная установка фермы.

Общий вид монтажа каркаса главного корпуса с помощью деррик-кранов показан на рис. 2.

Если к моменту окончания монтажа блока верхнего блока бункерной и блока дымососной бетонирование не было произведено, деррик-кран передвигался на следующий пролет, а для монтажа колонны ряда Г и ферм возвращался второй раз в исходное положение после окончания монтажа каркаса. Передвижка осуществлялась с помощью лебедок.

Как показал опыт, монтаж арматурных блоков каркаса главного корпуса деррик-кранами (при отсутствии башенного крана большой грузоподъемности) выполняется очень просто и достаточно быстро.

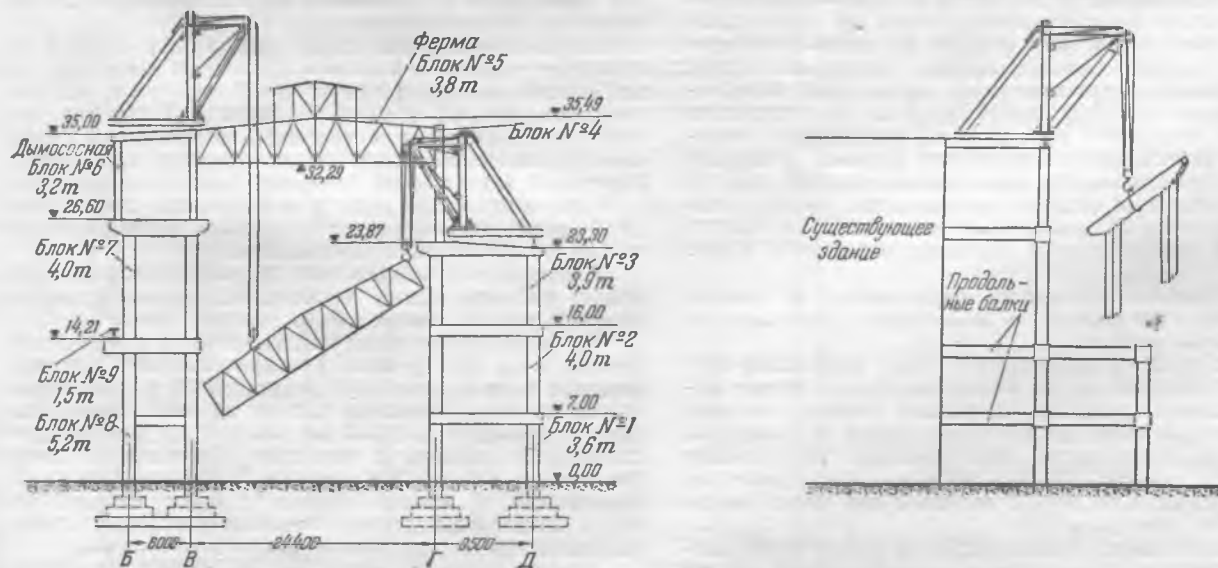


Рис. 1. Схема монтажа каркаса здания двумя деррик-кранами.



Рис. 2. Монтаж деррик-краном металлоконструкций дымососной.

Обычно проектная организация не предусматривает монтажа жесткой арматуры каркаса на всю высоту до бетонирования нижней части. Как показал опыт, при применении жесткоугольных деррик-кранов монтаж каркаса сразу на всю высоту корпуса вполне возможен и обеспечивает значительное ускорение работ.

Инж. О. С. Шадурский

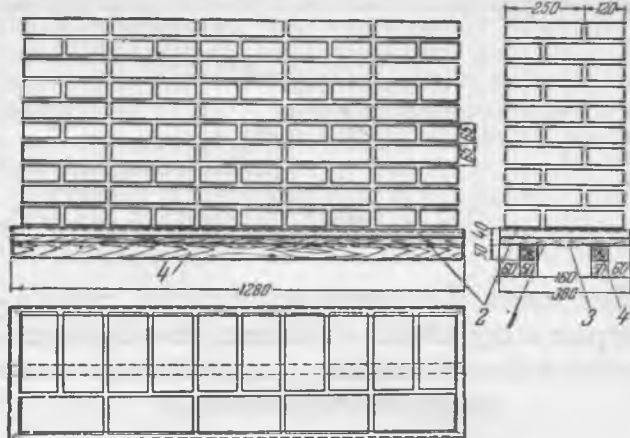


Рис. 1. Поддон.

1—доска толщиной 40 мм; 2—уголок 25×25×5 мм; 3—полоса 30×5 мм; 4—брус 50×40 мм.

Погрузка и разгрузка пакетов производятся автоматическим грейферным захватом (рис. 2), который состоит из двух боковых захватных стенок 1, шарнирно связанных с неподвижными опорными торцевыми стенками 2.

Две шарнирные и две опорные стенки образуют надежный футляр для предохранения кирпича от возможного выпадания. Основным назначением боковых стенок является захват деревянных поддонов вместе со штабелем кирпича (блоком).

Опорные стенки служат для крепления всех основных деталей захвата: захватного механизма 3, траверзы 4 и запорного механизма 5. Кроме того, опорные стенки позволяют производить захват поддонов автоматически, без помощи обслуживающего персонала.

Захватный механизм состоит из двух шарнирных рычагов, связанных с захватными стенками и вертикальными тягами, соединенными с траверзой. Он служит для автоматического открывания и закрывания боковых захватных стенок.

Запорный механизм состоит из продольной штанги с загнутыми концами и служит для предохранения от произвольного раскрытия боковых захватных стенок и возможного выпадания поддона с материалом.

Траверза состоит из балки, соединенной тягами 6 с захватным механизмом.

При подъеме за кольцо траверзы вверх рычаги приспособления прижимают боковые стенки, которыми и подхватывается поддон.

Для предохранения от произвольного раскрытия боковых продольных стенок 1 автоматический захват запирают продольной штангой, стопоря ею соединительные тяги 6.

Таким образом, пакет с кирпичом с помощью подъемных механизмов укладывается на автомашину и доставляется на рабочее место.

На месте разгрузки грейферный захват ставится на основание торцевыми стенками 2, которые выступают ниже боковых захватных стенок на 20 мм, после чего отодвигается вручную продольная штанга. Тогда под действием собственного веса траверзы автоматически разжимаются рычаги захватного механизма, освобождая поддон. Раскрытый захват вновь запирают продольной штангой 5.

Транспортирование пакетов с поддонами производится на специальной раздвижной площадке, устанавливаемой на платформе бортовой автомашины.

Раздвижная площадка (рис. 3), размещаемая во внутреннем габарите кузова автомашины, состоит из металлической рамы 1, сваренной из угловой стали.

На раме смонтированы направляющие 2 для движения каретки 3 из двух уголков и направляющие 4 для передвижных дниц из двух труб диаметром 50 мм или узкоколейных рельсов. Основание состоит из семи передвижных дниц 5 размером 400×400 мм каждое, на которые устанавливаются поддоны с кирпичом. Передвижные дница при помощи роликов 6 и захватов 7 закрепляются на направляющих. С нижней стороны каждого передвижного дница закреплены уголки, служащие захватным приспособлением для передвижения дница в обе стороны.

Каретка размером 600×600 мм состоит из сварной квадратной рамки из угловой стали. Внутри рамки на оси

Бесконтейнерная перевозка стеновых материалов

В системе треста «Кривбассрудстрой» успешно применяется бесконтейнерная перевозка автотранспортом стеновых материалов, предложенная работниками этого треста Н. П. Харута и П. Я. Лаврик.

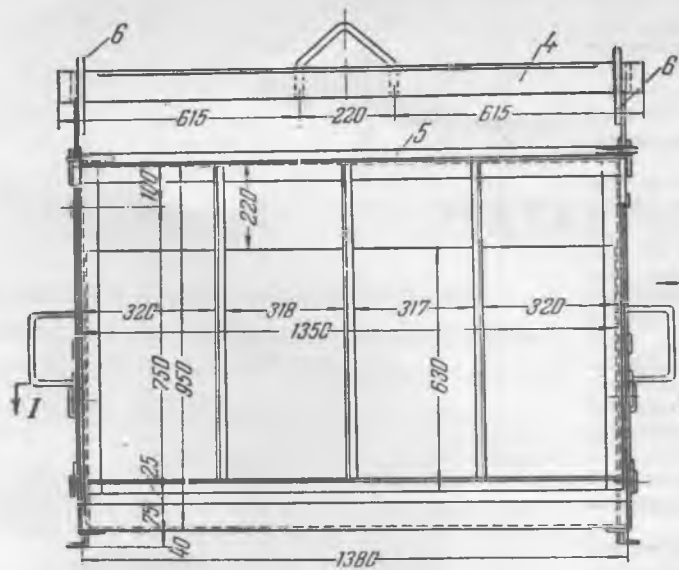
Все процессы транспортирования стеновых материалов — с места выдачи и до места укладки — механизированы. Кирпич и блоки на заводе грузят на специальные поддоны пакетами, погрузка которых на автомашины производится кранами (автомобильными, башенными и др.), оборудованными автоматическими грейферными захватами. Бортовые машины, предназначенные для перевозки пакетов со стеновыми материалами, оборудуются специальными раздвижными площадками с бортами. Разгрузка пакетов с автомашины на приобъектных складах или на самих строительных объектах производится также кранами, оборудованными грейферным захватом.

Способ бесконтейнерной перевозки заключается в следующем.

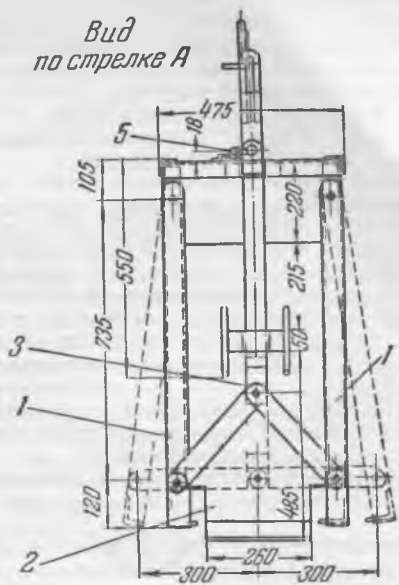
Пакетирование материалов производится на заводоизготовителе, где кирпич и шлакоблоки укладываются на деревянные поддоны.

Поддон (рис. 1) представляет собой деревянный щит размером 1280×380 мм из 40-миллиметровых досок с двумя продольными планками с нижней стороны поддона. Планки создают зазор между полом склада и площадкой поддона для возможности подхватывания их уголками грейферного захвата. Размер щита поддона принят из расчета раскладки на нем 15 кирпичей или шести блоков стандартного размера в ряд.

По высоте пакет выкладывается из десяти рядов кирпича или четырех рядов блоков, что соответствует 150 шт. кирпича, или 24 блокам.



Вид по стрелке А



По 1-1

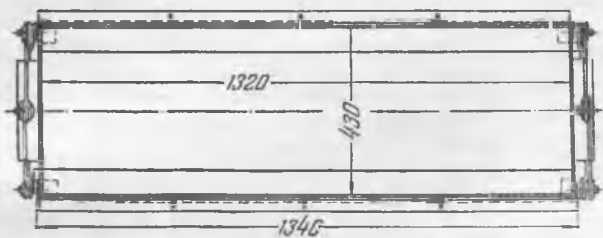


Рис. 2. Грейферный захват (общий вес 143,77 кг).

1 — боковые захватные стенки; 2 — опорные торцевые стенки; 3 — захватный механизм; 4 — траверза; 5 — запорный механизм; 6 — соединительная тяга.

приварены захватные лапки, перемещающие днища. Для обеспечения перемещения днищ в обе стороны на оси смонтирована перекидная рукоять.

При движении каретки в одну сторону перекидная рукоять повернута в противоположную сторону, а лапки, опираясь одним концом на дно каретки, создают упор. В это время верхний конец лапки, опираясь на уголок, закрепленный с нижней стороны элемента днища, при передвижении каретки перемещает за собой днище.

Для передвижения днища в обратном направлении следует повернуть перекидную рукоять на 180°, что по-

влечет за собой поворот захватных лапок на 90° и обеспечит возможность возвратного движения каретки. Для обеспечения перемещения каретки на раме со стороны заднего борта машины смонтирован механизм передвижения, состоящий из стойки 8 и вала 9. На валу закреплены две звездочки цепных передач: одна для вращения вала, а вторая для передвижения каретки. Цепная передача обеспечивает перемещение каретки в обоих направлениях.

Пакет кирпича при помощи грейферного захвата укладывается на крайнее передвигное днище, отодвинутое от переднего борта кузова на 400 мм.

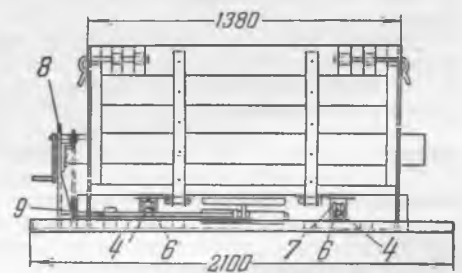
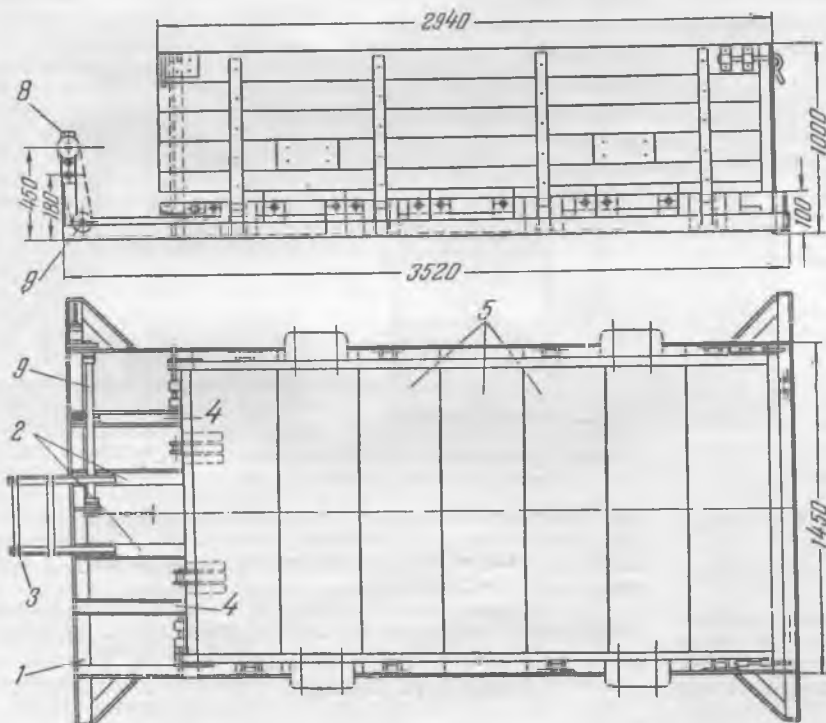


Рис. 3. Раздвижная площадка для транспортирования пакетов стеновых материалов на автомашине.

1 — рама; 2 — направляющие для каретки; 3 — каретка; 4 — направляющие для днищ; 5 — днища; 6 — ролик; 7 — захват; 8 — стойка; 9 — вал.

После освобождения от грейферного захвата пакет кирпича вместе с подвижным днищем передвигается при помощи механизма передвижения вплотную к переднему борту. Шесть остальных пакетов передвигаются аналогично первому вплотную друг к другу.

После погрузки закрываются борта, и автомашина следует к месту разгрузки. Разгрузка производится таким же способом, но в обратном порядке.

Описанный способ имеет следующие преимущества перед применяющимися методами контейнерной перевозки:

1. Экономия в стоимости транспортирования 1 000 шт. кирпича предлагаемым способом по сравнению с контейнерной перевозкой составляет 3 р. 66 к. Затраты на изготовление оборудования для бесконтейнерной перевозки относительно небольшие: стоимость изготовления грейферного захвата — 500, а раздвижной площадки — 900 ÷ 1 000 руб.

2. Обеспечивается значительная экономия в рабочей силе, сокращаются простои под погрузкой и разгрузкой и сводятся к минимуму бой кирпича.

Цикл погрузки 1 000 кирпичей на автомашину бесконтейнерным способом составляет 10,5 мин.; цикл разгрузки — 9,3 мин.

3. Четко разграничиваются обязанности между транспортной конторой, заводом-поставщиком и потребителем: поддоны принадлежат заводу, приспособления для перевозки — автотранспортной конторе и автоматические захваты для пакетов — заводу или стройке по месту установки подъемных средств.

Инж. С. Ф. Никольский

Установка опор на линиях электропередачи с предварительным подъемом трубоукладчика

Одной из основных и трудоемких операций в сетевом строительстве является установка опор, особенно в полевых условиях.

До сего времени были известны два способа подъема опор: установка их неподвижной стрелой с помощью лебедок или трактора и подъем опор трактором при помощи падающей стрелы.

Подъем с установкой неподвижной стрелой включает следующие работы: установку стрелы с оснащением ее расчалками и подъемным тросом; устройство якорей для расчалок; установку подъемной и тормозной лебедок с устройством якорей; подъем опоры; погрузку, выгрузку и перевозку всего оборудования.

Подъем при помощи падающей стрелы состоит из: установки стрелы, выгрузки и погрузки всего оборудования, подъема и торможения тракторами.

Установка опоры на шарниры в обоих случаях производится вручную. Более подробно эти способы не описываем, так как они описаны в литературе и общеизвестны.

Из сравнения этих двух способов ясно, что предпочтение необходимо отдать второму способу как более механизированному, а следовательно, более экономичному и более производительному. Однако даже этот способ обладает существенными недостатками:

- Очень много времени отнимают перевозка, монтаж и демонтаж падающей стрелы.
- Во время подготовительных работ тракторы не используются.

В этих случаях время, затрачиваемое на установку, выгрузку и затем уборку такелажа, составляло 70—80%, поэтому такой способ не может считаться экономичным.

На одной из линий электропередачи был внедрен следующий способ установки опор.

Вместо падающей стрелы в первый период подъема был применен трубоукладчик типа ТЛ-3 (рис. 1), сконструированный на базе трактора С-80 (Ленинградский механический завод «Главпромстройматериалы» Министер-



Рис. 1.

ства нефтяной промышленности СССР), имеющий следующую характеристику: грузоподъемность 10 т, вылет стрелы 4,5 м, высота подъема 4,4 м, грузоподъемность крюка 5 т.

Вместо трубоукладчика для случаев постройки линии на трассе, обеспечивающей свободный проезд автокрана может быть применен автокран 3 или 5 т.

Ввиду того что для подъема опоры необходимо создание начального угла примерно 30—35°, стрела трубоукладчика была удлинена на 2 м.

Подъем опоры производится в следующем порядке: трубоукладчик устанавливает опору на шарниры, затем при помощи специального стропа, позволяющего использовать полностью высоту стрелы, поднимает опору; второй трактор удерживает ее в поднятом положении (рис. 2), пока трубоукладчик переходит на торможение, после чего опора окончательно поднимается (рис. 3) ходовым трактором.

Работа бригады из 7 чел. должна быть организована следующим образом: 3 чел. участвуют при подъеме опоры, а 4 чел. остаются для окончательной выверки ее. Возмож-



Рис. 2.



Рис. 3.

ная производительность в летнее время — 10 промежуточных опор в смену. В зимних условиях при подъеме опор весом до 3—4 т устанавливалось за смену 5 опор, а при весе до 8 т — 3 опоры.

Необходимо отметить, что в описанном случае сильно заболоченная местность на большей части трассы не позволила применить автокран вместо трубоукладчика.

Инж. Л. И. Мочар и инж. Н. А. Топильский



ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

Определение кремниевой кислоты в котловой воде без фотоколориметра

Водный режим котлов высокого давления требует определения содержания кремниевой кислоты в котловой воде. Отсутствие фотоколориметра или его неисправное состояние затрудняют контроль за кремниевой кислотой.

В Химслужбе одной из энергосистем разработан и проверен в практических условиях колориметрический способ определения в котловой воде кремниевой кислоты без применения фотоколориметра.

Как известно, ионы PO_4''' и SiO_3'' образуют с молибдатом аммония комплексные соединения, которые окрашиваются при восстановлении двуххлористым оловом в синий цвет.

Пользуясь тем, что кремнемолибденовый комплекс сохраняет свою устойчивость при повышенной кислотности среды, а фосфорномолибденовый разрушается, можно создать условия, при которых остается окраска, обусловленная присутствием кремниевой кислоты. Для этого в анализируемой воде сначала создают кислотность среды порядка 0,10—0,25-н H_2SO_4 , а затем дальнейшим прибавлением серной кислоты доводят ее до 2,6—3-н. В такой кислотности фосфорномолибденовый комплекс разрушается, а кремнемолибденовый остается.

Соблюдение определенной кислотности и порядок выполнения анализа очень важны, так как в его основу положены различные границы устойчивости комплексов.

Для выполнения анализа необходимы следующие реактивы:

Реактив 1—10-н раствор серной кислоты.

Реактив 2—водный раствор химически чистого молибдата аммония (50 г в 1 л дистиллированной воды).

Реактив 3—раствор хлористого олова, приготовленного растворением 0,1 г олова в 2 мл концентрированной соляной кислоты с прибавлением для ускорения растворения 1—2 капли 2%-ного медного купороса и доведением объема дистиллированной водой до 100 мл.

Реактив 4—стандартный раствор кремнекислого натрия (Na_2SiO_3) с содержанием 100 мг SiO_3^{-2} в 1 л. Его можно приготовить сплавлением в платиновом тигле 0,0789 г геля кремниевой кислоты с 5-кратным количеством химически чистой соды. Полученный сплав выщелачивают дистиллированной водой и переносят в мерную литровую колбу из стекла «пирекс», доводя объем до метки дистиллированной водой.

Реактив 5—готовится разбавлением реактива 4 в 5 раз, причем получается раствор с содержанием 20 мг SiO_3^{-2} в 1 л.

Срок годности растворов при хранении их в посуде из стекла «пирекс» — до 30 дней.

Выполнение анализа

Для анализа берут 12 одинаковых пробирок с притертыми пробками из бесцветного стекла, пригодных для колориметрирования, с постоянными метками объемов 4,1 и 10 мл.

Из микробюретки вводят в каждую пробирку по 0,4; 0,6; 0,8; 1,0; 1,2 и т. д. до 2,8 мл реактива 5, содержащего в 1 мл 0,02 мг SiO_3^{-2} .

Одновременно в такие же пробирки вводят пробы анализируемой воды в количествах, зависящих от предполагаемого в ней содержания кремниевой кислоты. Затем в пробирки со стандартами и анализируемой водой вводят по 0,1 мл реактива 1 и добавляют дистиллированной воды до метки, соответствующей объему 4,1 мл.

После этого в каждую пробирку вводят по 1 мл реактива 2; жидкость во всех пробирках перемешивают и через 3 мин. вводят по 2,5 мл реактива 1.

Содержимое вновь перемешивают, добавляют по 10 капель хлористого олова (реактив 3) или 1—2 капли 1%-ного раствора хлористого олова и снова тщательно перемешивают, после чего доводят дистиллированной водой до метки объема 10 мл. Перемешав содержимое, через 5 мин. производят сравнение цвета проб со шкалой стандартов.

Подсчет результатов

Подсчет результатов ведут по формуле

$$SiO_3^{-2} = \frac{a \cdot 0,02 \cdot 1000}{b} \text{ мг/л,}$$

где a — количество реактива 5, введенного в стандартную пробирку, цвет которой совпадает с цветом анализируемой пробы, мл;

0,02 — содержание SiO_3^{-2} в 1 мл реактива 5, мг;

b — объем воды, взятой для анализа, мл.

Пример 1. Для анализа взято 5 мл исследуемой воды. Цвет пробирки с пробой совпал с цветом стандарта № 5, содержащего 1,2 мл реактива 5.

Отсюда

$$SiO_3^{-2} = \frac{1,2 \cdot 0,02 \cdot 1000}{5} = 4,8 \text{ мг/л.}$$

Пример 2. Для определения взято 0,2 мл исследуемой воды; цвет пробирки с пробой совпал с стандартом № 10, содержащим 2,2 мл реактива 5.

Отсюда

$$SiO_3^{-2} = \frac{2,2 \cdot 0,02 \cdot 1000}{0,2} = 220 \text{ мг/л.}$$

Количество воды, которое необходимо брать для анализа, зависит от содержания в ней кремниевой кислоты.

Для определения объема испытуемой пробы удобно пользоваться табл. 1, в которой указано, какое количество воды необходимо брать для анализа как для случаев без разбавления, так и при разбавлении исследуемой воды дистиллированной водой.

Таблица 1

Предполагаемое содержание SiO_3^{-2} в анализируемой воде, мг/л	Степень разбавления воды дистиллятом	Необходимое количество воды для анализа, мл
До 5	Без разбавления	4—5
5—10	То же	2—4
10—20	" "	1—2
20—30—40	" "	0,5—1,0
40—100	" "	0,1—0,4
40—100	" "	0,5—1,0
100—200	С разбавлением в 2 раза	0,1—0,2
100—200	Без разбавления	0,5—1,0
200—300	С разбавлением в 5 раз	0,1
200—300	Без разбавления	0,5
300—400	С разбавлением в 5 раз	0,1
300—400	Без разбавления	0,5

Авторами была произведена оценка точности разработанного метода анализа.

Наименование	Результаты анализа			
	Количество воды для анализа, мл	Степень разбавления воды дисциллятом	Содержание SiO_2 , мг/л	
			Предлагаемый способ	Весовой способ
Природная вода	4	—	2,0	2,0
Химически очищенная вода	4	—	6,0	5,0
Котловая вода № 1	0,2	—	220	222
То же	0,2	2	220	222
Котловая вода № 2	1	—	28	—
То же	2	2	28	—
Котловая вода № 3	0,1	—	260	256
То же	1	10	260	256
Котловая вода № 4	0,1	—	340	337
То же	1	10	340	337

В табл. 2 приведены результаты анализов кремниевой кислоты в природной, химически очищенной и котловой воде описанным выше колориметрическим методом. Из нее видно, что точность предлагаемого метода определения кремниевой кислоты вполне достаточна для эксплуатационных целей.

Определение кремниевой кислоты разработанным способом возможно и при искусственном освещении.

Рекомендуемая методика определения кремниевой кислоты нашла применение на электростанциях энергосистемы в текущем химическом контроле ведения водных режимов котлов высокого давления.

Инж. В. И. Бланкштейн и инж. А. Ф. Павленкова

Восстановление турбинного диска

На одной из мощных турбин вследствие вибрационной усталости потерпели аварию рабочие лопатки последней ступени ротора низкого давления. При разлопачивании этого диска было обнаружено, что упорные бурты на ободе, изображенном на рис. 1, частично обломаны. При тщательном осмотре оставшихся буртов найдены трещины в плоскостях *ба* и *бв*. Примерно 60% упорных буртов или были обломаны, или имели трещины.

Следует отметить, что образование трещин и излом буртов происходили участками под одной-двумя лопатками, что свидетельствует об имевшейся аксиальной вибрации лопаток. Излом у потерпевших аварию лопаток и буртов характерен для излома металла от усталости.

Восстановление упорных буртов выполнено электронаплавкой. Был сделан химический анализ материала диска и подобраны соответствующие электроды, оставшиеся бурты были срезаны за исключением нескольких участков

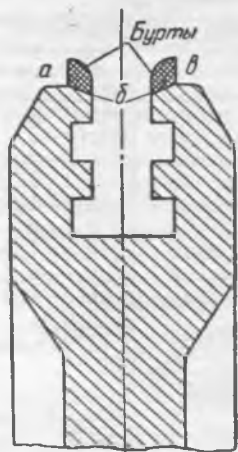


Рис. 1.
Обод турбинного диска.

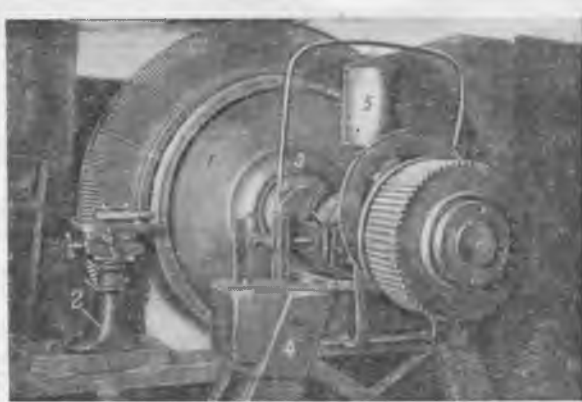


Рис. 2. Общая установка для обработки упорных буртов диска.

1 — диск последней ступени; 2 — стойка суппорта; 3 — удерживающее кольцо; 4 — стойка балансировочного станка; 5 — бачок для смазки подшипников.

длиной по 50 мм, оставленных для облегчения обработки обода после наплавки.

Обработка наплавленного металла на ободе турбинного диска производилась на переоборудованном балансировочном станке конструкции ХТЗ, для чего его стойки были укреплены дополнительными швеллерами, установлен суппорт, вложивши в колодках и колодки были надежно закреплены и установлены так, что исключалась возможность осевого разбега ротора.

Общая установка для обработки упорных буртов диска приведена на рис. 2.

Вращение ротора при обработке обода диска производилось вручную, так как на электростанции отсутствовала электромагнитная муфта, а при использовании ремненной передачи обод диска сильно дрожал.

Турбинный диск был восстановлен в течение 37 час. Облопаченный диск с восстановленными упорными буртами проработал уже более 10 тыс. час. без каких-либо замечаний.

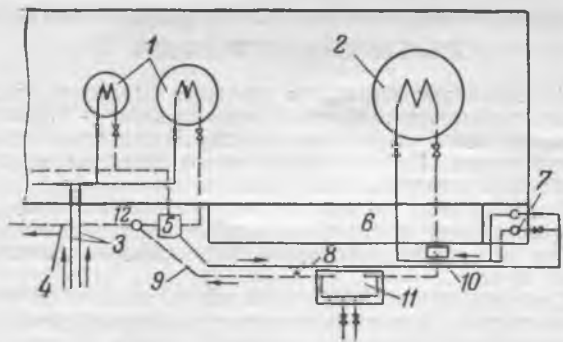
К. Т. Феонов

Временное водоснабжение электростанции с повторным использованием охлаждающей воды

При установке на одной электростанции нового турбогенератора типа АК, составляющего 50% ее мощности, вследствие невозможности увеличения производительности существующей береговой насосной возникла необходимость сооружения второй береговой насосной со своим оголовком и самотечными подводящими линиями, а также нового сбросного коллектора. Это значительно отодвигало возможный срок пуска нового турбогенератора. Поскольку напряженность энергобаланса требовала ускорения его пуска, была принята и выполнена временная схема водоснабжения с повторным использованием сбросной воды от других турбин электростанции¹. По этой схеме, изображенной на рисунке, часть воды из сбросного канала 4 старых турбин через колодец 5 самотеком подводится к временной насосной 7. Оттуда она подается насосами к новой турбине на охлаждение конденсатора, масло- и воздухоохладителей, после чего вновь поступает в старый сбросной канал, но ниже колодца 5.

По эксплуатационным данным за последние 5 лет максимальная температура воды на выходе из конденсаторов турбин первой очереди была в самый жаркий месяц (август) 33°С и в осенне-весенние месяцы от 10 до 22°С. Расчеты, произведенные проектирующей организацией, показали, что в случае повторного использования охлаждающей воды можно ожидать при полной нагрузке новой

¹ О различных схемах включения конденсаторов в подобных случаях и сравнении их между собой см. Л. Д. Берман, Прямоточное охлаждение конденсаторов при ограниченном количестве воды, "Электрические станции", 1949, № 1. Ред.



Временная схема водоснабжения.

1—конденсаторы старых турбин; 2—конденсатор новой турбины; 3—напорные линии от береговой насосной; 4—сбросной канал; 5—сбросной колодец; 6—распределительное устройство собственных нужд; 7—временная насосная; 8 и 9—новые циркуляционные трубопроводы; 10—сифонный колодец; 11—переключательный колодец; 12—сброс воды от новой турбины.

турбины работы ее в самый жаркий летний день с вакуумом около 90%.

Для осуществления временной схемы водоснабжения были выполнены следующие работы. У временного торца расходустройства собственных нужд в 12-дневный срок было построено кирпичное здание временной насосной станции 7 размером 6,4 × 9,5 м, оборудованной двумя горизонтальными насосами. Сооружен колодец 5 и уложен стальной трубопровод 8 (см. рисунок) протяженностью около 100 м, предусмотренный первоначальным проектом для использования при пуске новой береговой насосной в качестве сбросной линии, а при временной схеме служащий для подвода воды к насосной 7. Уложен стальной трубопровод 9, который по постоянной схеме должен быть напорным, а при временной схеме использован в качестве сбросного, а также сооружены переключательный колодец 11 для перехода на постоянную схему при пуске новой береговой насосной и сифонный колодец 10 на водосбросе новой турбины.

Работая с охлаждением конденсаторов по описанной схеме, новая турбина несла летом 1951 и 1952 гг. полную нагрузку. Наименьший вакуум был около 88%, а значительную часть года турбина работала с нормальным вакуумом (94—96%). Применение схемы повторного использования охлаждающей воды, ускорившее ввод в эксплуатацию нового турбогенератора, позволило устранить напряженность энергобаланса и производить капитальные ремонты оборудования в энергосистеме без ограничения потребителей. С пуском второй береговой насосной временную насосную целесообразно сохранить и использовать для работы турбин с последовательным включением конденсаторов в холодное время года с целью снижения расхода электроэнергии на собственные нужды.

Инж. П. А. Паскевич

Пароводяной подогреватель для малых и средних установок

Водоподогревательные установки для систем теплоснабжения поселков грэс и заводов оборудуются обычно горизонтальными четырехходовыми по воде подогревателями (конструкция Теплоэлектропроекта) с расположением парового и конденсатного патрубков по противоположным концам корпуса; внутри корпуса трубный пучок имеет поперечные перегородки с окнами для прохода греющего пара (рис. 1, а).

Опыт эксплуатации этих подогревателей показал, что их тепловая производительность, как правило, ниже проектной. Это можно объяснить в основном длинным путем пара, затрудненным к тому же поперечными перегородками, что снижает давление пара и температурный напор у выходной части трубок подогревателя. Кроме того, эти перегородки, как показали опыты ВТИ, создают за собой застойные зоны, в которых поверхность трубок исключается из процесса теплопередачи.

Проверка плотности развальцовки трубок в задней

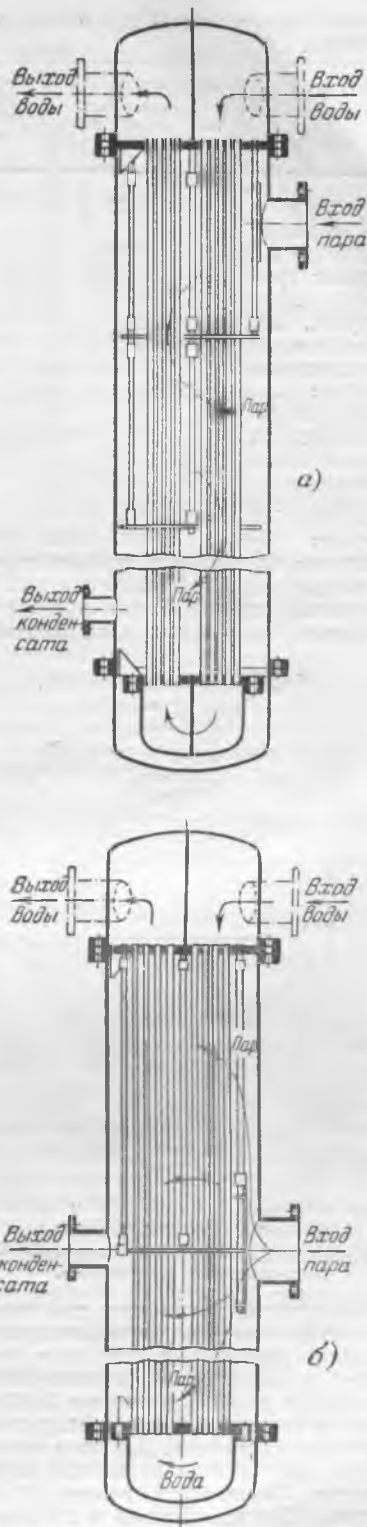


Рис. 1. Подогреватель конструкции Теплоэлектропроекта (а) и конструкции Орггрэс (б).

решетке подогревателей Теплоэлектропроекта возможна лишь путем гидравлической опрессовки с водяной стороны. При наличии неплотности в развальцовке какой-либо из центральных трубок можно обнаружить факт неплотности, но какая именно трубка имеет неплотность — обнаружить не удастся.

Четырехходовое движение воды обуславливает высокое гидравлическое сопротивление подогревателя без заметного повышения его тепловой производительности

Последнее становится ясным из сопоставления величин тепловой производительности и гидравлического сопротивления для четырехходового (Теплоэлектропроект) и двух-

ходового (ОргрЭС) подогревателей при прочих равных условиях (см. таблицу).

	Четырехходовой подогреватель типа Тепл. электр. проект	Двухходовой подогреватель типа ОргрЭС
Диаметр корпуса, мм . . .	613,631	613,631
Число ходов по воде, шт.	4	2
Диаметр латунных трубок, мм	18/16	18/16
Количество трубок, шт.	220	220
Поверхность нагрева, м ²	37	37
Тепловая производительность, мккал час	3,4	3,0
Гидравлическое сопротивление м вод. ст. (при количестве подогреваемой воды 120 т час)	11,0	1,5

Разработанная ОргрЭС конструкция подогревателя (рис. 1,б) обладает следующими особенностями.

Паровый патрубок расположен в середине корпуса над глухой перегородкой, служащей для поддержания трубок и отбойного листа. Такая схема дает возможность грею-

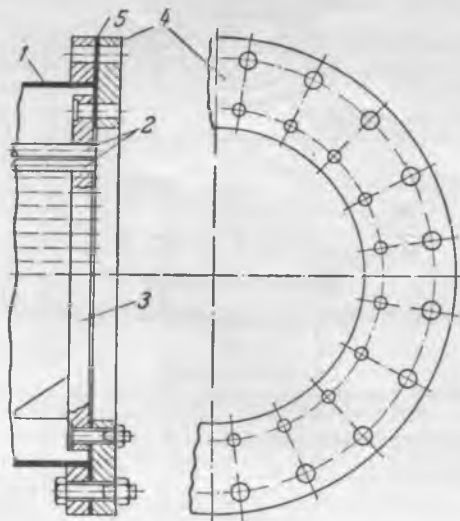


Рис. 2. Кольцо для проверки плотности вальцовки трубок в задней трубной решетке.

1 — корпус подогревателя; 2 — трубки; 3 — задняя трубная решетка; 4 — кольцо; 5 — прокладка.

щему пару с минимальным падением давления распространяться вдоль корпуса ко всем точкам поверхности нагрева.

Подогреватель выполнен двухходовым по воде. Его гидравлическое сопротивление при поверхности нагрева 37 м², 220 латунных трубках диаметром 18 × 1 мм составляет 1,5 м вод. ст. вместо 11,0 м вод. ст. у такого же подогревателя Теплоэлектропроекта. При этом снижается и величина расчетной теплопроизводительности с 3,4 мккал/час у подогревателя Теплоэлектропроекта до 3,0 мккал/час у подогревателя ОргрЭС. Однако в действительности по вышеприведенным причинам истинная теплопроизводительность подогревателя Теплоэлектропроекта всегда меньше расчетной.

Задний фланец корпуса расположен в одной плоскости с задней трубной решеткой. Это дает возможность с помощью специального кольца (рис. 2) производить проверку плотности вальцовки трубок в задней решетке путем гидравлической опрессовки со стороны парового пространства. При этом легко определить место неплотности.

Подогреватели новой конструкции в 1950 г. введены в эксплуатацию в подогревательной установке одной гзс и в течение прошедших двух отопительных сезонов успешно работали. Это позволяет рекомендовать их для установок малой и средней мощности.

Инж. П. М. Брик и инж. А. В. Овсянников

Схема частичного ступенчатого катионирования

На теплоэлектроцентрали среднего давления водоочистка, работающая по схеме известкование — Na-катионирование, была переведена на двухступенчатую схему катионирования. Из имеющихся шести фильтров во вторую ступень были выделены два фильтра.

При больших нагрузках водоочистки давление на фильтрах первой ступени возрастало до установленного предела вследствие увеличения сопротивления фильтров второй ступени.

Для снижения давления приходилось часть воды после первой ступени направлять непосредственно в сборный бак катионированной воды помимо второй ступени. В этом случае нельзя было истощать фильтры первой ступени до жесткости, превышающей норму (50 мкг-экв/л), а это снижало эффект двухступенчатого катионирования.

Для улучшения работы были использованы имеющиеся на фильтрах отводы и коллектор, по которым раньше вода «неполного умягчения» направлялась в бак известкованной (осветленной) воды. Этот коллектор отсоединен от бака известкованной воды и подключен к баку катионированной воды.

По этой схеме в бак катионированной воды могла быть направлена вода из фильтров первой ступени в те периоды цикла, когда они выдают воду с минимальной

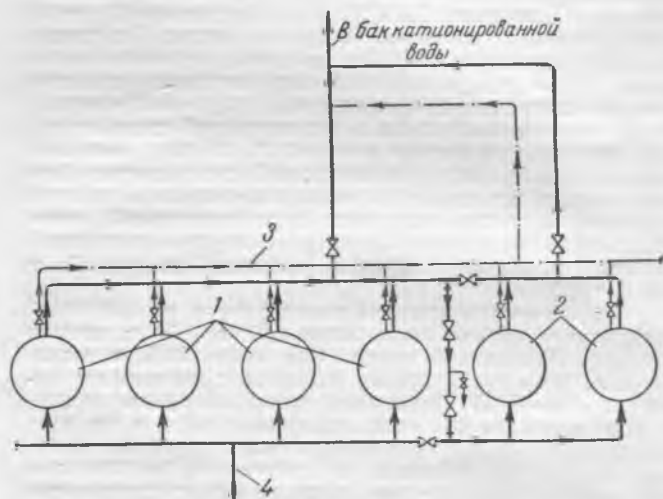


Схема водоочистки.

1 — фильтры первой ступени; 2 — фильтры второй ступени; 3 — старая линия «неполного умягчения»; 4 — линия известкованной (осветленной) воды.

жесткостью; на вторую же ступень направлялась в основном вода начального и конечного периодов работы фильтров первой ступени, имеющая повышенную жесткость (см. рисунок). Это дало возможность разгрузить фильтры второй ступени, снизить давление на фильтрах первой ступени и эффективно использовать принцип двухступенчатого катионирования.

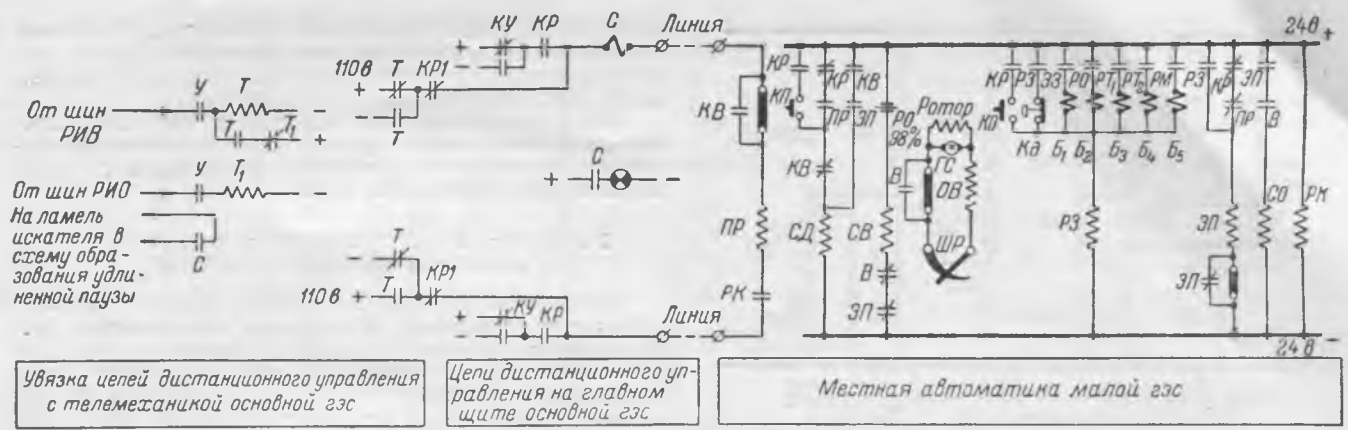
Инж. А. В. Синявский

ОТ РЕДАКЦИИ

Описанная г. Синявским схема работы представляет интерес лишь в редких случаях, когда временно нельзя обеспечить нормальное двухступенчатое катионирование воды.

Выполнение автоматизации гидроэлектростанции малой мощности

На расстоянии 2,5 км от основной гидроэлектростанции расположена высоконапорная малая гзс, имеющая один вертикальный гидроагрегат мощностью 750 квт, 1000 об/мин. Агрегат снабжен проточным регулятором скорости. Рабочий напор 150 м.



Принципиальная схема управления малой ГЭС.

РК — реле контроля предохранителей; РЗ — реле останова агрегата; РЗ — выходное реле защиты; РО — реле оборотов; КР — ключ режима автоматки малой ГЭС; СД — соленоид золотника управления сервомотором дросселя, действующий на открытие и закрытие последнего; КВ — концевые выключатели; СВ — соленоид включения выключателя; СО — соленоид отключения выключателя; ПР — поляризованное реле; КЛ — кнопка местного пуска; КО — кнопка местной остановки; КРТ — ключ режима телемеханики; КУ — ключ дистанционного управления агрегатом; С — сигнальное реле; У — индивидуальное реле управления телемеханики малой ГЭС; Т и Т₁ — реле телемеханики; ОВ — сбмтка возбуждения; ГС — гасительное сопротивление; ШР — шунтовый реостат; ЭЗ, РО, РТ₁, РТ₂ и РМ — контакты реле защиты (электрической температурой, от разгона и др.), действующие на остановку агрегата; Б₁ ÷ Б₅ — сигнальные реле; В — блок-контакты выключателя; КД — кнопка деблокировки самоудерживания реле РЗ.

Малая ГЭС была автоматизирована коллективом рационализаторов основной гидроэлектростанции с помощью Централизованной службы релейной защиты и автоматки энергосистемы.

Автоматизация и дистанционное управление малой ГЭС согласно проекту требовали значительных затрат и производства больших реконструктивных работ, как, например: полного изменения регулятора скорости, установки масляного сервомотора, оборудования агрегата системой торможения, прокладки многожильного контрольного кабеля на расстояния 2,5 км и т. д.

Выполнение этих работ по предложению работников электростанции и энергосистемы позволило снизить затраты примерно до 20% предусмотренных проектом и примерно на столько же уменьшить объем работ.

Автоматизация велась по пути возможного максимального упрощения процесса пуска и останова гидроагрегата с учетом дистанционного управления с главного щита основной гидроэлектростанции. В дальнейшем малая ГЭС была переведена на телеуправление и телесигнализацию с использованием для этих целей средств телемеханики основной гидроэлектростанции.

В процессе работ были проведены следующие основные мероприятия: сконструированы и изготовлены дроссельный затвор и сервомотор, приводимый в работу соленоидом и рабочим давлением воды.

В результате проведенных опытов появилась возможность отказаться от торможения агрегата, а включение генератора в сеть осуществлять способом самосинхронизации, используя для этой цели привод с механическим запасом энергии, а также позволили направляющий аппарат держать всегда открытым на остановленном агрегате.

Указанные мероприятия дали возможность значительно упростить схему электрической части автоматки и дистанционного управления агрегатом с главного щита основной электростанции, а в дальнейшем — и схему телемеханики. Принципиальная схема управления малой ГЭС приведена на рисунке.

Схема дистанционного управления была осуществлена на полярно-амплитудном принципе, который позволил по двум проводам осуществить дистанционное управление — пуск и остановку, а также сигнализацию положения агрегата.

При повороте ключа управления на главном щите управления основной электростанции происходит изменение полярности тока в цепи дистанционного управления, в результате чего на малой ГЭС происходит в действие поляризованное реле ПР, которое воздействует на местную автоматику (пуск или остановку агрегата).

Включение генератора в сеть происходит от реле оборотов, которое подает импульс на включение выключателя 6 кв при достижении агрегатом 98% оборотов; при этом блок-контактом выключателя шунтируется гасительное сопротивление в цепи возбуждения возбудителя.

После пуска или останова агрегата на главный щит подается сигнал положения агрегата, что достигается изменением величины сопротивления в цепи дистанционного управления (включением добавочного сопротивления действием концевых выключателя).

Инж. Л. Ф. Габуния и инж. К. А. Федоренко

АПВ для выключателей телеуправляемых объектов

Использование выпускаемой промышленностью аппаратуры АПВ со схемой, основанной на применении электрического контура с конденсатором, на телеуправляемых электростанциях и подстанциях встречает некоторые затруднения.

Местные ключи управления, контакты которых используются для сигнализации положения выключателей и аварийной сигнализации по принципу «несоответствия», требуют квитирования и поэтому неприменимы для телеуправляемых выключателей.

Способ пуска устройства АПВ в этом случае также не может быть основан на принципе «несоответствия», а пуск АПВ от защиты считается менее эффективным. Вполне удовлетворяет требованиям телеуправления пуск устройства АПВ от контролируемого блок-контакта в цепи включения выключателя.

На рисунке приведена несколько измененная схема АПВ, соответствующая комплекту аппаратов АПВ-1 в применении к выключателям телемеханизируемых подстанций, имеющих местные ключи управления завода «Электропульт» типа КВ с возвратным механизмом без фиксации положения. Питание схемы осуществляется помимо контактов ключа управления. Реле ЗРП, служащее для пуска АПВ, возбуждается через контролируемые нормально замкнутые блок-контакты выключателя В.

Блокировка действия АПВ при отключении выключателя с места ключом или импульсом телеуправления осуществляется реле 13РП, которое своим контактом практически мгновенно разряжает конденсатор 5К. Реле 13РП (двухмоточное промежуточное с использованием последовательной обмотки) может быть включено последовательно с реле 10РП (показано сплошной линией) или параллельно с ним (показано пунктиром); в первом случае «прыгание» выключателя или возможность сгорания катушки включения практически полностью исключены.

Можно также использовать для разряда конденсатора при отключении выключателя контакт реле-повторителя импульса от телеустройства и ключа управления (на рисунке не показано).

¹ См. статью М. М. Богной, И. И. Соловьева и М. И. Цареза, „Электрические станции“, 1951, № 5.

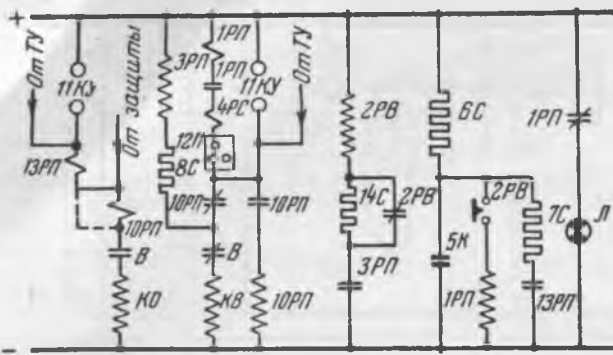


Схема устройства АПВ для телеуправляемых выключателей.

1PP — двухмоточное промежуточное реле; 2PB — реле времени; 3PP — промежуточное реле; 4PC — сигнальное реле; 5K — конденсатор; 6C, 7C, 8C, 14C — сопротивления; 9L — сигнальная лампа; 10PP — двухмоточное промежуточное реле; 11КУ — ключ управления; 12П — отключающее устройство; 13PP — двухмоточное реле.

При включении выключателя от телеимпульса на короткое замыкание действие АПВ исключено, так как конденсатор 5K при отключенном выключателе шунтирован катушкой реле 1PP и находится под напряжением 3—5 в. Время заряда конденсатора через сопротивление 6C, как известно, перекрывает выдержку времени релейной защиты.

Реле времени 2PB, контролирующее готовность привода, включено через сопротивление 14C, обеспечивающее длительную термическую устойчивость (по заводским данным о комплектах АПВ-1 и АПВ-2).

Отсутствие в данной схеме неконтролируемых контактов ключа управления также является некоторым улучшением схемы, описанной в статье М. М. Богвиной, И. И. Соловьева и М. И. Царева.

Инж. Г. А. Гудович, инж. В. А. Зверев
и инж. А. М. Осипов

Об оперативной схеме дежурного по району электросети

«Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей» в числе обязательной технической документации дежурных инженеров электростанций и сетевых районов и дежурных по подстанциям требуют ведения «с точной оперативной схемой электрических соединений».

Бланки с однолинейной схемой электрических соединений имеются на каждой электростанции, подстанции и в сетевом районе в достаточном количестве. Дежурный к сдаче дежурства отмечает на схеме положение всех коммутационных аппаратов и места установки переносных заземлений.

Наличие такой схемы во время подготовки или выполнения какой-либо операции облегчает работу дежурного, помогает принять правильное решение и уменьшает возможность ошибок.

Необходимость и полезность оперативных схем подтверждаются тем, что на многих электростанциях и подстанциях, не имеющих достаточно наглядных мнемонических схем на щитах управления, и во многих сетевых районах созданы постоянные оперативные схемы самых различных исполнений с указанием положения коммутационных аппаратов в виде поворачиваемых дежурным от руки «барашков» или с сигнализацией положения этих аппаратов с помощью ламп, светящихся глазков или другой сигнализации.

На некоторых электростанциях созданы подобные постоянно действующие оперативные тепловые схемы станции. Такие схемы дают возможность отражать состояние установки на любой момент, а не только к сдаче смены, как это делается на бланках оперативной схемы, которые в соответствии с «Правилами технической эксплуатации» должны сохраняться как оперативный документ.

Автором разработаны принципы выполнения наглядной диспетчерской оперативной схемы для дежурного по сетевому району, позволяющие в любом сетевом районе изготовить схемы своими силами. Схема дает возможность

контроля за всеми переносными заземлениями, устанавливаемыми для работы на всех подстанциях района, что при выполнении операций значительно уменьшает возможность ошибочного включения на закоротку.

Опыт применения подобных схем в нескольких сетевых районах в течение примерно 10 лет полностью подтвердил правильность принципов, заложенных в таких диспетчерских оперативных схемах.

Условия наглядности оперативной схемы сетевого района

Схема электрических соединений большого сетевого района или электросети, включающая все элементы, контролируемые дежурным по району, довольно сложна. Для того чтобы дежурный по району мог при помощи схемы контролировать наиболее ответственные операции на напряжениях 220, 110, 35 кВ, схему необходимо освободить от изображения присоединений потребительских линий напряжением 10 кВ и ниже.

Для повышения наглядности схемы не следует стремиться отразить действительное взаиморасположение в распределительных устройствах трансформаторов, синхронных компенсаторов и подходящих линий электропередачи.

Целесообразно типизировать размещение элементов по их роли в схеме, а не по территориальному признаку. С этой целью можно рекомендовать руководствоваться следующими положениями:

а) При наличии на подстанциях района двух систем сборных шин во всех случаях располагать: сверху — систему I, внизу — систему II шин.

б) При наличии секционирования шин секцию I размещать слева, а II — справа.

в) Шинные разъединители всех присоединений при двух системах шин размещать так, чтобы все левые изображения разъединителей были присоединены к системе I шин, а все правые — к системе II.

г) Все трансформаторы и синхронные компенсаторы независимо от их действительного взаиморасположения в схеме подстанции целесообразно изображать в порядке возрастания номеров (слева направо).

д) При наличии в схеме сетевого района параллельных линий, имеющих нумерацию, они присоединяются к шинам соответствующих подстанций с соблюдением определенного порядка, т. е. слева — линия № 1, справа — линия № 2.

е) Для подстанций, имеющих три напряжения, шины низшего напряжения (10, 6 или 3 кВ) изображаются вертикально со следующим расположением шин: слева — система I шин; справа — система II шин.

Примерное выполнение схемы с соблюдением этих положений приведено на рис. 1.

Контролируемая дежурным по району коммутационная аппаратура отходящих потребительских линий 10, 6 или 3 кВ относительно для всех присоединений, что позволяет исключить из оперативной схемы полное их изображение, заменив его для этих линий сигнальными глазками (или лампами). Это мероприятие значительно разгружает оперативную схему сетевого района. При наличии на подстанциях нумерации отходящих потребительских линий последние располагаются в порядке возрастания номеров, если этому не мешает секционирование систем шин.

Выполнение оперативной схемы

Наиболее доступным материалом для выполнения схемы является фанера, окрашенная с лицевой стороны белой эмалью. Для жесткости фанера прибивается к деревянной рамке. Сборные шины и соединения изображаются эмалью разных цветов: элементы схемы 220 кВ — желтой, 110 кВ — зеленой, 35 кВ — голубой и 10 и 6 кВ — темно-синей. В находящихся в эксплуатации схемах поворачиваемые от руки «барашки», устанавливаемые как разъединители или выключатели, вырезаны из алюминия толщиной 3 мм (обрезки мелких шин), засверлены посередине и укреплены на фанере булавками, спирально загнутыми на другой стороне фанерного листа. Для выделения на схеме коммутационной аппаратуры «барашки» окрашены красной эмалью.

Для сигнальных глазков потребительских линий используются обивочные гвоздики для мебели с жестяной головкой 7—8 мм, которых должно быть в запасе достаточное количество. Головки половины числа гвоздиков окрашены в зеленый цвет, а второй половины — в красный.

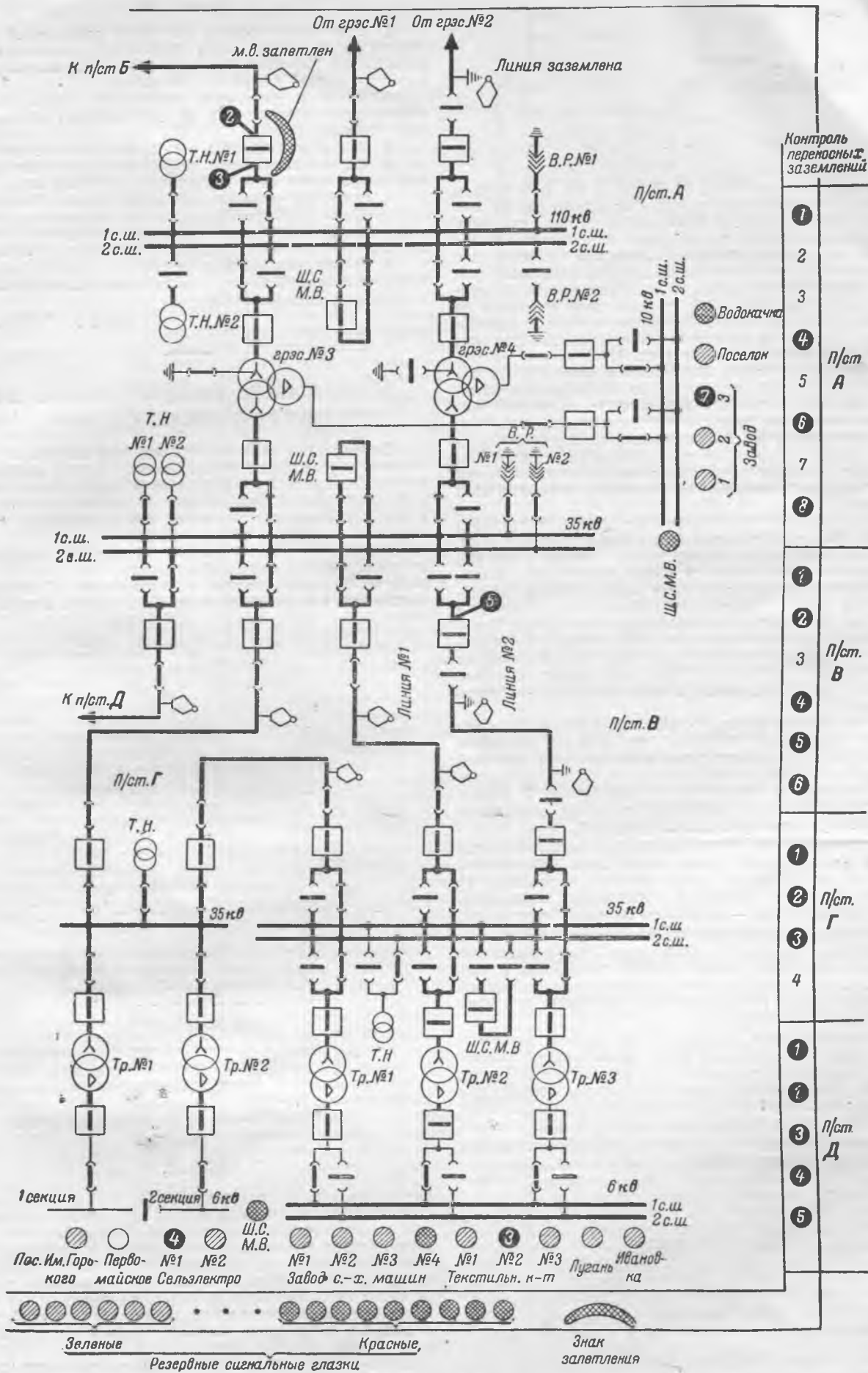


Рис. 1.

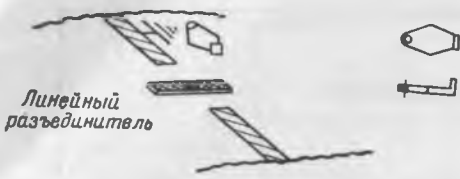


Рис. 2.

Под изображением шин 10, 6 или 3 кв просверлены в фанере отверстия и около них дано наименование или номер отходящей линии. В зависимости от того, включена или отключена линия, в отверстие вставляется гвоздик с зеленой или красной головкой. При двух системах шин для гвоздиков могут быть просверлены два ряда отверстий; в этом случае расположение сигнального глазка подсказывает дежурному, от какой системы шин включена та или иная отходящая линия. Резервные зеленые и красные гвоздики хранятся в отверстиях, просверленных для них вдоль нижней кромки фанеры (рис. 1).

В схемах подстанции, где имеются заземляющие ножи, на оперативной схеме черной эмалью наносится условное обозначение заземления (см. схему); нормально обозначение заземления закрыто поворачивающейся на булавке пластинкой (рис. 2), вырезанной из жести и окрашенной белой эмалью (под цвет основания схемы). По выполнении операции «наложения земли» заземляющими ножами дежурный поворачивает пластинку, открывая знак заземления.

Для обозначения переносных заземлений используются такие же обивочные гвоздики, как и для сигнальных глазков. Головки их окрашиваются черной эмалью и на ней четко белой эмалью наносится номер заземления. Гвоздиков для заземлений должно быть заготовлено и занумеровано для каждой подстанции района столько, сколько имеется на этой подстанции переносных заземлений. Вдоль правой кромки фанеры просверливаются отверстия для хранения всех гвоздиков «заземлений» (см. схему); сбоку от соответствующего количества отверстий наносятся номер или наименование подстанции, а около отверстий — номера заземлений.

При наложении на какой-либо подстанции района переносного заземления дежурный по району переносит гвоздик с соответствующим заземлению номером для этой подстанции с правой кромки фанеры на то присоединение в схеме подстанции, где наложено заземление. В местах постоянного наложения заземлений в схемах подстанций в фанере могут быть просверлены отверстия.

Расположение всех неиспользованных переносных заземлений вдоль правой кромки схемы дает возможность дежурному по району с одного взгляда определить, на каких подстанциях наложены переносные заземления, а место их наложения — установить по схеме подстанций.

Гвоздики, изображающие переносные заземления, накладываются на линиях электропередачи ремонтными бригадами, нормально также должны находиться в отверстиях вдоль правой кромки панели схемы и должны быть занумерованы (если существует нумерация линейных переносных заземлений).

Для изображения запетления выключателей применяются вырезанные из меди дуги, припаянные к гвоздикам и окрашенные с лицевой стороны в красный цвет (рис. 3). При наличии запетленных выключателей или разъединителей такой знак устанавливается на оперативной схеме рядом с запетленным аппаратом (см. схему).

Резервные знаки «запетления» хранятся в отверстиях вдоль нижней кромки схемы.

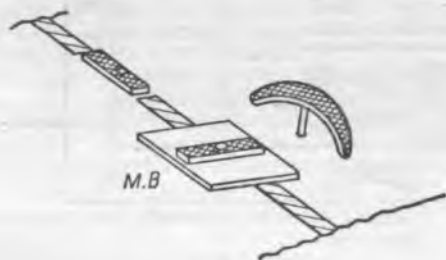


Рис. 3.

1. Опыт использования описанной оперативной схемы подтверждает правильность принципов, положенных в ее выполнение. Подобная схема действительно является оперативной схемой дежурного по району.

Простота и дешевизна выполнения схемы создают возможность изготовления ее собственными силами любого сетевого района.

2. Основные принципы схемы могут быть использованы и при создании более современных автоматизированных оперативных схем дежурного по району сети.

3. Подобные оперативные схемы также широко использовались при проведении противоаварийных тренировок с дежурными по району и при проверках последних на допуск к самостоятельному дежурству по району.

4. Ввиду указанных преимуществ описанную схему можно рекомендовать сетевым районам и электростанциям к широкому использованию.

Инж. А. А. Васильев

О ложных соединениях во вторичных цепях

Опыт работы показывает, что при выполнении схем защиты и управления имеют место случаи образования ложных соединений во вторичных цепях. Описание некоторых таких случаев, выявленных за время работы автора в одной из энергосистем, имеет целью ознакомить с ними читателей в порядке обмена опытом.

На рис. 1 показано ложное соединение, обнаруженное во время проверки вводимой в эксплуатацию дистанционной защиты. При срабатывании выходного реле ЭП защиты оно отключало через цепь красной лампы, кото-

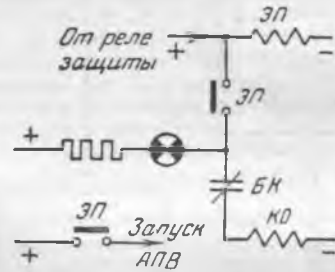


Рис. 1.

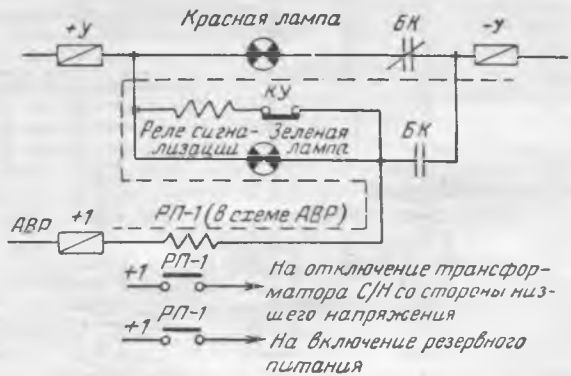


Рис. 2.

рая одновременно являлась лампой контроля исправности цепи отключения. Залипание реле ЭП вызвало непрерывную подачу запуска на устройство АПВ с самовозвратом, выполненного с помощью реле времени с проскальзывающим контактом и, как следствие, отказ АПВ. Это ложное соединение могло быть выявлено заблаговременно, если бы во время проектирования выполнялась общая развернутая схема как оперативных цепей защиты, так и цепей управления. Так как в цепи реле ЭП имелось сервисное реле, рассчитанное на ток отключающей катушки, то ложное соединение было устранено путем подключения красной лампы к плюсу управления через нормально замкнутый контакт выходного промежуточного реле ЭП.

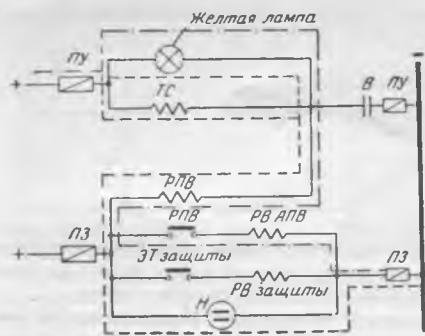


Рис. 3.

Ложное соединение, изображенное на рис. 2, обнаружилось при снятии предохранителя $+У$ во время проведения проверки предохранителей в оперативных цепях. Поскольку проверка происходила на работающем оборудовании, то ложное соединение, показанное на рис. 2 пунктирной линией ($+I$, катушка РП-1, зеленая, а затем красная лампа, блокконтакт выключателя, $-У$), вызвало отключение с низкой стороны трансформатора собственных нужд (блокконтакты выключателя на рис. 2 показаны в положении «включено»). Для устранения этого реле РП-1 было отсоединено от предохранителя $+I$ и подключено к предохранителю $+У$. Кроме того, на объектах, находящихся в работе, было запрещено снятие предохранителей для осмотра.

Схема питания панели защиты и АПВ не через предохранители панели управления, а через отдельные предохранители (рис. 3) возникла в период реконструкции защиты одной подстанции и была вызвана желанием облегчить проектирование, упростить увязку вновь монтируемых панелей защиты и находящихся в эксплуатации панелей управления. Для контроля предохранителей защиты были поставлены неоновые лампы. Ввиду того, что получаемые энергосистемой неоновые лампы при 110 в постоянного тока горели ненадежно, а замена их лампами накаливания значительно увеличила бы потребление от аккумуляторной батареи, было решено выполнить питание оперативных цепей защиты через предохранители панели управления.

Однако до выполнения этого мероприятия на всех объектах на одном из них (во время селективно отключившегося короткого замыкания у потребителя) зажглась желтая лампа (сигнал аварийного отключения) без отключения выключателя.

Анализ этого случая показал, что после нарушения контакта в пробочном предохранителе $+ПЗ$ появилась обходная цепь, показанная пунктиром: предохранитель $+ПУ$, желтая лампа, катушка реле повторного включения РПВ, неоновая лампа, предохранитель $-ПЗ$. Из-за большого сопротивления неоновой лампы в сравнении с остальными элементами указанной выше цепи желтая лампа не загоралась, а неоновая продолжала светить, создавая впечатление, что предохранители защиты в нормальном состоянии.

Во время короткого замыкания у потребителя произошло кратковременное замыкание контакта реле ЭТ защиты данной линии, причем в результате возникновения цепи: $+ПУ$, желтая лампа, реле РПВ, контакт ЭТ защиты, катушка реле времени защиты, $-ПЗ$, произошло срабатывание реле РПВ, сопротивление которого достаточно велико в сравнении с сопротивлениями других элементов последовательной цепи; кроме того, заметным накалом загоралась желтая лампа. После срабатывания реле РПВ и размыкания контакта ЭТ защиты (короткое замыкание у потребителя отключилось ближе стоящей защитой) образовалась обходная цепь, показанная на рис. 3 пунктиром с точкой: $+ПУ$, желтая лампа, катушка реле РПВ, нормально открытый контакт РПВ, катушка реле времени АПВ, $-ПЗ$.

Описанное ложное соединение во вторичной цепи было устранено путем ликвидации отдельных предохранителей в цепи защиты.

Ложное соединение во вторичной цепи, изображенное пунктиром на рис. 4, возникает лишь при одновременном срабатывании дифференциальной — поперечной (восьмерочной) защиты и отсечки.

После отключения выключателя линии № 2 размыкаются его блокконтакты в цепях отключения и восьмерочной

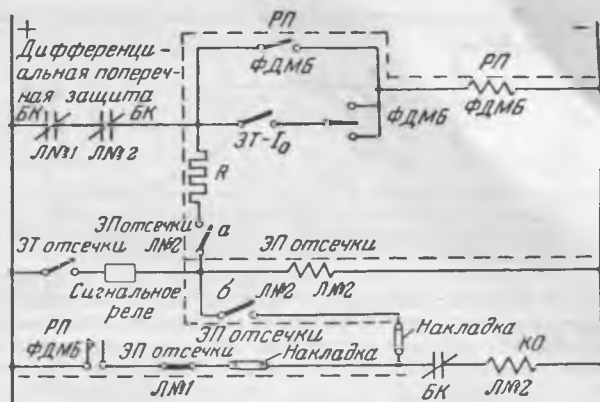


Рис. 4.

защиты, но промежуточное реле отсечки и промежуточное выходное реле восьмерочной защиты, встроенное внутри трехфазного реле направления мощности типа ФДМБ, оказываются залипшими и сохраняют жесткий плюс на отключение, чем препятствуют успешному АПВ (блокконтакты выключателя на рис. 4 показаны в положении «включено»).

Ток от плюса идет через контакты реле РП, встроенного в реле ФДМБ, через нормально замкнутый контакт выходного реле отсечки линии № 1, две накладки, контакт б выходного реле отсечки линии № 2 и далее разветвляется: одна ветвь — через катушку реле ЭП отсечки линии № 2 на минус и вторая ветвь — через контакт а реле ЭП отсечки линии № 2, сопротивление R (порядка 1 ом), нормально разомкнутый контакт самоудерживающего реле РП-ФДМБ, катушка реле РП-ФДМБ, минус оперативного тока. Контакт а реле ЭП отсечки и сопротивления были введены в схему для того, чтобы до размыкания блокконтактов линии № 2 в цепи восьмерочной защиты реле ЭП отсечки линии № 2 залипало и своим нормально замкнутым контактом блокировало цепь восьмерочной защиты на отключение линии № 1. Этим при отключении линии № 2 от отсечки должно было предотвращаться неправильное отключение линии № 1, возможное вследствие переориентации быстродействующего реле направления типа ФДМБ.

Устранение этого ложного соединения во вторичной цепи было произведено путем отсоединения контакта б реле ЭП отсечки от катушки этого реле и подключения на контакт б жесткого плюса.

Инж. А. Ф. Березовский

Простой метод определения места повреждения кабеля

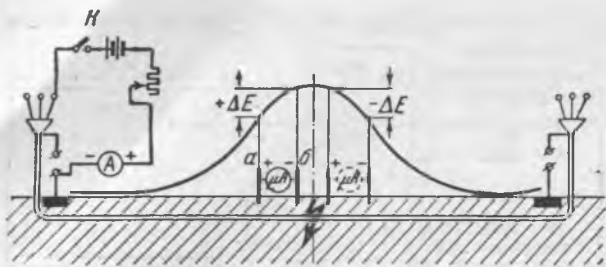
При отыскании места повреждения кабеля из-за погрешностей измерений и отсутствия точных данных длин кабелей тратится много времени и труда.

На протяжении последних лет авторы пользовались методом отыскания места повреждения кабеля, который заключается в определении полярности электрического поля на поверхности земли над кабелем от тока, растекающегося по земле от места повреждения (см. рисунок).

Полярность определялась применением микроамперметра (типа М-49 на 300 мкА), включенного между электродами, забиваемыми вдоль трассы на расстоянии 30—40 м друг от друга на глубину 100—200 мм.

Для того чтобы выделить поле, создаваемое аккумуляторной батареей, из полей, создаваемых блуждающими токами, аккумуляторная батарея должна включаться и отключаться по точно зафиксированному времени при помощи рубильника К. Авторы установили время включения 20 сек. и отключения 40 сек.

Для отыскания места повреждения кабеля выделяется бригада в составе 3 чел. Один из бригады находится около рубильника для включения и отключения его по секундомеру, а двое других определяют полярность на трассе, пользуясь микроамперметром и вторым секундомером. Предварительно следует установить ток от аккумуляторной батареи через место повреждения порядка 2—5 а,



а также сверить и запустить секундомеры. По микроамперметру на трассе можно определить полярность измеряемого тока по ничтожному отклонению стрелки только в том случае, если известно точное время включения и отключения рубильника *K*, так как стрелка микроамперметра может отклоняться под действием блуждающих токов до значений ± 250 мка. Место повреждения определяется по изменению полярности.

После того как будет установлено место изменения полярности, расстояние между электродами следует постепенно сокращать до 3—5 м. Точность определения места повреждения будет тем больше, чем меньше расстояние между электродами.

Надо помнить, что при смещении одного из электродов от оси трассы полярность может быть определена неправильно. В таком случае для проверки необходимо установить электроды поперек трассы и убедиться в правильности измерений.

После вскрытия кабеля повреждение на его броне можно сразу не обнаружить. В этом случае рекомендуется находить место повреждения тем же способом — по определению полярности падения напряжения вдоль брони кабеля, касаясь очищенной от земли брони теми же электродами, расстояние между которыми должно быть уменьшено до 0,4—0,8 м.

Указанным методом авторы отыскивали 40 повреждений в кабелях. Применение этого метода позволило ускорить ликвидацию повреждений в 4—10 раз.

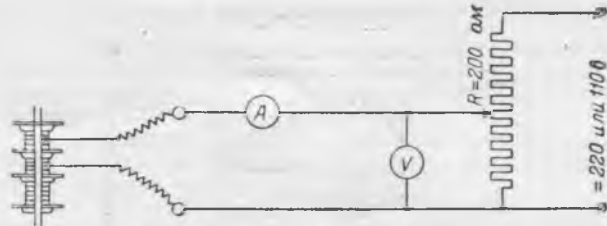
Выводы

1. Предлагаемый метод прост и не требует специальных приборов. Применение его особенно рекомендуется в заводских условиях.
2. Место повреждения предварительно требуется прожечь при помощи кенотронной установки.
3. Для кабельных линий длиной до 400 м можно предварительно не измерять расстояния до места повреждения по омическому сопротивлению жилы, как это обычно делается, а сразу после прожигания искать место повреждения описанным способом.

Мастер А. В. Бурьяненко и инж. В. Д. Сидоренко

О контроле и восстановлении селеновых шайб в устройствах компаундирования с электромагнитным корректором

Широко внедряемые в настоящее время для автоматического регулирования возбуждения устройства компаундирования и электромагнитные корректоры напряжения содержат значительное количество селеновых пластин. При длительном хранении и в особенности при низких температурах они нередко уменьшают свое обратное сопротивление, теряя, таким образом, выпрямляющие свойства. Применяемые обычно способы контроля и формовки¹, основанные на действии обратного напряжения на селеновый столбик, состоящий из многих элементов, не всегда дают достаточно хорошие результаты. Во многих случаях на практике после формовки таким способом 10—20% всех пластин оставались расформованными. Объясняется это явление тем, что при воздействии обратного напряжения на последовательное соединение ряда пластин пласти-



ны, имеющие малое обратное сопротивление, оказываются под малым обратным напряжением, т. е. как раз наиболее расформованные пластины не формуются.

Применяемый в системе Молотовэнерго способ контроля и восстановления селеновых пластин состоит в следующем: к каждой пластине подводится обратное напряжение от аккумуляторной батареи, равное 10 в, и измеряется обратный ток (см. рисунок). Если обратный ток меньше $150 \div 100$ ма (для диаметра 100 мм), то пластина считается пригодной, если больше $150 \div 100$ ма, то обратное напряжение кратковременно повышается до появления характерного потрескивания, но не более чем до 70—80 в. При этом происходит прожигание участков пластины, имеющих малое обратное сопротивление. Операция повторяется до тех пор, пока обратный ток не уменьшится до требуемой величины $50 \div 150$ ма при 10 в обратного напряжения. Для проведения указанной работы требуется отсоединить выпрямители со стороны входа и выхода. Подведение обратного напряжения к контактным шайбам, разделяющим селеновые пластины, осуществляется «щупами».

Для производства измерений в схеме использованы магнитоэлектрические приборы — вольтметр на 60—70 в и амперметр с пределами $0,3 \div 5$ а.

Указанный способ был применен при наладке 15 компл. устройств компаундирования и электромагнитных корректоров, причем после восстановления все селеновые пластины уменьшили свой обратный ток до нормального значения. Проверка и восстановление пластин на одном генераторе занимают примерно 2—4 часа.

Инж. М. Г. Портной

ОТ РЕДАКЦИИ

В Молотовэнерго, так же как и в ряде других энергосистем, правильно отмечено, что формовка селеновых элементов подачей обратного напряжения на весь селеновый столбик в ряде случаев не достигает цели. Меньше других при этом формуются пластины с малым обратным сопротивлением, ибо как раз на них ложится наименьшее напряжение. Поэтому описанный способ более тщательной формовки (если она требуется) путем подачи обратного напряжения на отдельные пластины, безусловно, заслуживает распространения.

Вместе с тем на основе консультации с конструкторским бюро завода-изготовителя необходимо предупредить читателей о следующем. Величина обратного напряжения на пластину до 80 в, как это рекомендуется в статье М. Г. Портного, является чрезмерной. Не всякий элемент может быть заформован до прежних малых значений обратного тока. Применение напряжения до 80 в должно сопровождаться значительными обратными токами и многочисленными прожогами элемента, что в отдельных случаях существенно ухудшит эксплуатационные характеристики и сократит срок его службы. Поэтому напряжение следует повышать ступенями по 5 в, начиная с 10 и не превышая 35—40 в (на элемент).

Так как формовка отдельных элементов в собранном виде сопряжена с нарушением защитного лакового покрытия, напряжение следует подводить острыми щупами к наименее уязвимому месту — к дистанционным шайбам между элементами.

Формовка элементов нормально не должна сопровождаться их прожиганием, так как при этом обнажается от краски активная поверхность элементов, что затем может послужить причиной еще более ускоренной и усиленной расформовки из-за влияния влажности на места прожогов. Поэтому в случае пробоев места прожогов должны покрываться изоляционным лаком.

После окончания операции подформовки следует контролировать величину выпрямленного напряжения выпрямителя.

¹ См. «Электрические станции», 1953, № 8, стр. 62.

Консультация по „Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей“

ВОПРОС

Почему в новых «Правилах технической эксплуатации электростанций и сетей» не указана температура питательной воды при заполнении котлов, вышедших из ремонта? В старых «Правилах» (§ 180) такие указания были.

ОТВЕТ

В новых «Правилах» (§ 211) указано, что заполнение котлов должно производиться деаэрированной водой, т. е. практически водой с температурой не менее 100°C . Ограничение старыми «Правилами» температуры питательной воды для заполнения котлов не выше 90°C , не давая особых преимуществ в части прогрева барабанов и трубной системы котлов, вызывало необходимость сооружения специальных трубопроводов для заполнения котлов и не способствовало уменьшению коррозии.

ВОПРОС

Новыми «Правилами» (§ 238, п. «е») предусмотрена немедленная остановка котлоагрегата при выходе из строя всех водоуказательных приборов.

Однако нет точного определения, что понимается под названием «водоуказательный прибор». Отсюда непонятно, должен ли быть котел немедленно остановлен при выходе из строя всех водоуказательных стекол, но при наличии на нем работающих сниженных указателей уровня, и как в этом случае применять § 238, п. «а» «Правил»?

ОТВЕТ

Водоуказательными приборами, предусмотренными § 238, п. «е» новых «Правил», считаются водоуказательные стекла и нормально действующие сниженные указатели уровня. Отсюда следует, что при выходе из строя всех водоуказательных стекол котел может оставаться в работе, если на нем нормально действуют сниженные указатели уровня.

Если при таком режиме работы (водоуказательные стекла вышли из строя) на котле произойдет упуск воды, на который указывают нормально действующие сниженные указатели уровня, естественно, нет необходимости в проверке упуска путем «подтяжки», как это указано в § 238, п. «а», относящемся только к контролю уровня по водоуказательным стеклам, а необходимо немедленно остановить котел.

ВОПРОС

По содержанию § 658, п. «в» новых «Правил» неясно, остается ли в силе указание Технического управления о производстве испытания статоров генераторов повышенным напряжением тотчас же после их остановки на ремонт?

ОТВЕТ

Указание Технического управления остается в силе. § 658 «Правил» требует ежегодно проводить, как минимум, испытание изоляции каждой фазы обмотки статора генератора напряжением переменного тока величиною $1,5 U_n$.

Это основное требование подробно изложено в § 110, 116 и 125 действующей инструкции по эксплуатации и ремонту генераторов (Госэнергоиздат, 1952 г.), из которой следует, что указанные испытания должны производиться два раза: тотчас же после остановки генератора на ремонт, еще в нагретом состоянии до очистки его от загрязнения, и в конце ремонта, перед установкой торцевых крышек.

Испытания в нагретом состоянии производятся напряжением переменного тока, равным $1,5 U_n$, и, кроме того, выпрямленным напряжением, равным $2-2,5 U_n$, с измерением токов утечки.

Повторные испытания производятся напряжением переменного тока, равным U_n , или выпрямленным напряжением величиною $1,5 U_n$.

ВОПРОС

Требуется ли, согласно § 827 «Правил», установка аварийного освещения на открытых подстанциях?

ОТВЕТ

Аварийное освещение должно быть установлено в местах, где полное отключение освещения может повлечь тяжелые последствия из-за невозможности осуществить контроль за работой оборудования, быстро ориентироваться, а также производить необходимые оперативные переключения по ликвидации создавшегося аварийного положения.

Исходя из этого, открытые распределительные устройства должны быть оборудованы аварийным освещением.

Исключение составляют подстанции, на которых отсутствуют аккумуляторные батареи. Дежурный персонал этих подстанций, в соответствии с § 825 ПТЭ, должен быть снабжен ручными аккумуляторными фонарями.

ВОПРОС

В § 51 «Правил» указано, что дежурные инженеры электростанции отвечают за работу только своей смены и лишаются премии за безаварийную работу только за авариями, происшедшие по их вине или же подчиненного им персонала. У нас же на электростанции дирекция лишает премии всех дежурных инженеров и за все аварии, происшедшие на электростанции. Не противоречит ли это «Правилам»?

ОТВЕТ

В § 51 «Правил» указано о персональной ответственности дежурного персонала, а также о лишении премии и стажа безаварийной работы работников, в смену которых произошла авария по вине дежурного инженера или по вине подчиненного ему персонала.

Порядок же и условия выплаты премии за безаварийную работу дежурным инженерам электростанции определены приказом МЭС № 248 от 31/XII 1948 г. (приложение № 4). Согласно этому приказу премия не выплачивается этой категории работников за данный месяц при любой аварии, происшедшей на электростанции, независимо от причин ее возникновения.

Поэтому действия дирекции вашей электростанции являются правильными, соответствуют приказу № 248 и не противоречат § 51 «Правил».



ХРОНИКА

В Техническом управлении Министерства

О выборе уставок максимальной токовой защиты источников питания собственных нужд электростанций

В энергосистемах МЭСЭП, несмотря на наличие соответствующих директивных указаний, продолжают иметь место аварии из-за отключения источников питания собственных нужд электростанций при самозапуске двигателей собственных нужд.

Такие отключения происходят в тех случаях, когда максимальная защита источников питания собственных нужд (трансформаторов, линий) неудовлетворительно отстроена от тока самозапуска двигателей.

Для предупреждения повторения подобных аварий Техническое управление по электростанциям предлагает (противоаварийный циркуляр № 13/Э от 10 декабря 1953 г.) всем главным инженерам энергосистем в течение I квартала 1954 г. произвести проверку уставок максимальной токовой защиты всех элементов схемы собственных нужд в отношении отстройки этой защиты от токов самозапуска.

Ток самозапуска следует подсчитывать, как ток трехфазного короткого замыкания на шинах собственных нужд за реактивным сопротивлением, равным полному сопротивлению самозапускающихся двигателей, ориентируясь при этом на случай самозапуска после полной остановки всех неотключаемых двигателей.

Защита источников питания собственных нужд должна быть отстроена от этого (наибольшего) тока самозапуска, как правило, с коэффициентом надежности 1,2. Если выполнение этого условия (при сохранении коэффициента чувствительности защиты к коротким замыканиям, равного 2) не обеспечивается, то разрешается уменьшать коэффициент надежности к токам самозапуска до 1,1 и коэффициент чувствительности к токам короткого замыкания до 1,5.

При отстройке защиты резервного трансформатора (или линии) собственных нужд, нормально несущего некоторую нагрузку (неявно выраженный резерв), следует учитывать также ток самозапуска резервируемой секции, возникающий при срабатывании АВР. При этом ток самозапуска и собственный ток нагрузки можно складывать арифметически.

О масле трансформаторов с повышенными диэлектрическими потерями

В ряде энергосистем наблюдаются случаи ухудшения диэлектрических характеристик изоляции трансформаторов ($tg \delta$, $\epsilon_{изол}$, R_{60}/R_{15} , C_2/C_{50} и т. п.), что согласно проведенным в энергосистемах испытаниям вызывается повышением угла диэлектрических потерь трансформаторного масла.

Проводимыми Оргрэс лабораторными исследованиями установлено, что в некоторых случаях удается снизить $tg \delta$ такого масла путем его обработки крупнопористым силикагелем, окисью алюминия и другими сорбентами или же обработкой на сепараторах и что причиной резкого повышения $tg \delta$ масла часто является влияние лаков, действующих на него.

Чтобы избежать необоснованного вывода трансформаторов на сушку и излишнего расхода масла, Техническое управление по электростанциям предлагает (эксплуатационный циркуляр № 11/Э от 12 декабря 1953 г.) всем энергосистемам:

1. Не выводить трансформаторы в сушку по одним лишь данным измерения изоляционных характеристик без предварительной проверки $tg \delta$, пробы масла, отобранной из данного трансформатора.

2. Масло, имеющее повышенный $tg \delta$, обрабатывать с помощью сепараторов, после чего для восстановления масла без вывода трансформатора из работы устанавливать термосифонные фильтры, загружаемые крупнопористым силикагелем или окисью алюминия, или же фильтровать масло через временно присоединяемые адсорберы.

3. В случае необходимости замены масла перед заливкой свежего масла тщательно промывать обмотку и кожух трансформатора струей горячего масла.

4. С целью изучения влияния физических и химических факторов на $tg \delta$ в маслах следует:

а) собирать материал по диэлектрическим показателям эксплуатационных, а также свежих трансформаторных масел, загружаемых в агрегаты, поскольку нефтяная промышленность в последние годы включила на переработку новые, ранее не применявшиеся для этой цели виды нефтяного сырья (не проверенные с точки зрения диэлектрических свойств получаемых масел); эта мера, кроме того, позволит установить, насколько ухудшается $tg \delta$ масла в результате его старения;

б) при обнаружении плохого состояния изоляции трансформатора измерять $tg \delta$ в эксплуатационных и свежих маслах при различных температурах, например в интервале 20—100°С, с целью получения температурной кривой изменения этого показателя; в пробах указанного масла определять также физико-химические характеристики;

в) полученный материал, а также пробы (не менее 10 кг) свежих и эксплуатационных масел с резко повышенным $tg \delta$ направлять во Всесоюзный теплотехнический институт по адресу: Москва, 68, Ленинская слобода, 23, ВТИ, Нефтяная лаборатория.

Совещание по механизации ремонтных работ

В ноябре 1953 г. Техническим управлением по электростанциям было проведено в Москве совещание по обмену опытом внедрения механизации на ремонтных работах электростанций, на котором присутствовало более 200 делегатов.

На совещании было заслушано 17 докладов: ремонтного отдела Технического управления, треста «Союзэнерго-ремонт», служб ремонтов Мосэнерго, Ленэнерго и Азэнерго, Зуевской и Челябинской электростанций, треста «Оргрэс», института «Теплоэлектропроект» и Главпромэлектромонтажа.

В докладах была отмечена большая работа, проделанная на электростанциях по оснащению цехов мостовыми кранами, шахтными подъемниками, электротельферами, электрокарами, специальными станками и приспособлениями, механизмирующими и облегчающими труд ремонтного персонала.

Цехи электростанций оснащаются централизованными разводками кислорода, ацетиленом, сжатого воздуха и электрической сетью для сварочных работ.

На электростанциях ежегодно осуществляется большое количество мероприятий по механизации ремонтных работ и внедрению новых приспособлений.

Совещанием была отмечена положительная работа треста «Союзэнергоремонт» по составлению проектов комплексной механизации подъемно-транспортных работ на электростанциях, а также по разработке новых ремонтных станков, приспособлений и инструмента. За период 1951—1953 гг. заводами треста «Союзэнергоремонт» изготовлено и направлено на ремонтные работы более 12 тыс. ремонтных станков и приспособлений.

Ремонтные заводы Мосэнерго, Донбассэнерго, Ленэнерго, Харьковэнерго, Азэнерго и ряд других также выпускают значительное количество разных приспособлений и инструмента для ремонтных работ.

Выступавшие представители электростанций отмечали, что наличие в энергосистеме ремонтного предприятия с заводом или мастерскими позволяет быстрее осуществлять крупные реконструкции агрегатов и лучше использовать средства механизации.

Совещанием отмечено, что Техническим управлением по электростанциям приняты меры по улучшению обмена опытом внедрения передовых приемов механизации и применения новейших станков и приспособлений. В 1952 и 1953 гг. были выпущены альбомы станков, изданы сборники материалов, освещающие вопросы механизации, выпущено и подготовлено к печати 20 инструкций по ремонту котельного и турбинного оборудования.

Совещание установило, что в деле механизации на электростанциях имеются крупные недостатки: комплексная механизация ремонта агрегатов не осуществлена; на многих электростанциях механизированы только отдельные трудоемкие работы; все еще слабо механизированы процессы ремонта вспомогательного оборудования; отсутствуют надлежащий уход за станками и приспособлениями и их планово-предупредительный ремонт; ряд конструкций имеющихся станков и приспособлений несовершенен.

Обучение новых ремонтных кадров передовым методам работ и использованию механизации в энергетических техникумах поставлено неудовлетворительно.

Для ликвидации указанных недостатков и в целях дальнейшего широкого внедрения механизации ремонтных работ совещание вынесло решение о принятии ряда неотложных мер, из которых наиболее важными являются следующие:

1. Внедрение комплексной механизации всего процесса ремонта энергооборудования.

2. Составление для каждой электростанции проекта комплексной механизации подъемно-транспортных работ, разводок кислорода, ацетилена и сжатого воздуха с кислородными рампами, ацетиленовыми станциями и компрессорными установками, а также электрических сетей для сварочных работ.

3. Составление норм оснащения средствами механизации цехов электростанций и участков ремонтных предприятий.

4. Организация на заводах министерства серийного выпуска электродвигателей с повышенной частотой тока для приводов приспособлений, пневматических ключей для крепления крупных болтов, электролебедок с двумя скоростями движения троса, контрольно-измерительных приборов, употребляемых при ремонте турбинного оборудования.

5. Разработка новых, более совершенных ремонтных станков и приспособлений силами Союзэнергоремонта.

6. Увеличение выпуска материалов по механизации ремонтных работ: брошюр, инструкций, информационных писем и плакатов.

Во время работы совещания была организована большая выставка лучших станков и приспособлений с демонстрацией их действия.

А. Б

Александр Яковлевич Рябков

14 января 1954 г. скончался проф. Александр Яковлевич Рябков, крупный ученый-электротехник, педагог, участник строительства первых электрических станций и сетей Советского Союза.

А. Я. Рябков родился в 1890 г. в Москве. После окончания в 1917 г. Московского высшего технического училища он был оставлен при кафедре для подготовки к педагогической деятельности. С 1918 г. Александр Яковлевич начал преподавательскую работу и в 1921 г. был утвержден в ученом звании профессора. Более 20 лет он руководил кафедрами в крупнейших высших учебных заведениях, в том числе кафедрой «Электрические сети и системы» МЭИ и кафедрой «Электрические станции и сети» в МЭМИИТ.

Дисциплины «Электрические сети и системы» и «Электрические станции», читаемые во втузах Советского Союза, созданы при ближайшем участии Александра Яковлевича, который один из первых начал разработку сложных вопросов этих дисциплин.

В области электрических станций А. Я. Рябков в 1932 г. создал первую книгу в нашей литературе по распределительным устройствам «Электрические распределительные устройства современных станций и подстанций», широко использованную при строительстве наших электростанций и подстанций.

Основные работы проф. А. Я. Рябкова относятся к об-

ласти электрических сетей. В 1930 г. вышла в свет его книга «Электрический расчет линий электропередачи высокого напряжения», в которой впервые в Союзе была изложена в систематическом порядке и оригинальной разработке методика расчета этих линий. Эта книга выдержала три издания и долгое время была настольной книгой инженерно-технических и научных работников Советского Союза.

По электрическим сетям проф. А. Я. Рябковым написано девять учебников для студентов вузов и техникумов. Его книга «Электрические сети» переведена на несколько языков союзных республик и стран народной демократии.

Все работы Александра Яковлевича особенно ценны потому, что написаны с использованием большого инженерного опыта автора. Он принимал непосредственное участие в проектировании Штеровской, Горьковской и других районных электростанций и районных сетей Урала и Донбасса.

Правительство отметило большую полезную деятельность А. Я. Рябкова, наградив его орденом Ленина

и медалями.

Александр Яковлевич Рябков был чутким, отзывчивым педагогом, воспитавшим большое количество советских инженеров и научных работников. Его образ — скромного, талантливого работника, беспрельдно преданного нашей Родине, и прекрасного товарища — многие годы сохранится в памяти всех знавших его.

М. Г. Чиликин, А. А. Глазунов, В. Н. Степанов, Б. А. Телешев, П. Г. Грудинский, В. А. Веников, Н. А. Мельников, М. В. Роголи-Левицкий, Г. М. Розанов, А. А. Глазунов, Л. А. Солдаткина, Л. А. Жуков, Н. Д. Анисимова и др.

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Испытания воздушных выключателей 230 кВ с номинальной отключающей мощностью 6 млн. кВА в действующей энергосистеме

В целях проверки параметров выключателей 230 кВ с воздушным дутьем фирмы Броун-Бовери (Швейцария) в марте 1951 г. на гидростанции Грэнд-Кули были проведены испытания этих выключателей в условиях действующей энергосистемы¹.

Общий вид трехфазного выключателя 230 кВ с воздушным дутьем и трех отдельно стоящих трансформаторов тока приведен на рис. 1. Особенностью этого выключателя, отличающей его от воздушных выключателей других типов, является отсутствие разъединителей, снимающих с него напряжение после отключения, что существенно упрощает конструкцию.

Выключатель, работающий при номинальном давлении воздуха 15,8 ата, состоит из трех однофазных единиц и шкафа управления. Каждая фаза имеет четыре вертикальные колонны изоляторов, опирающиеся на воздушный бак.

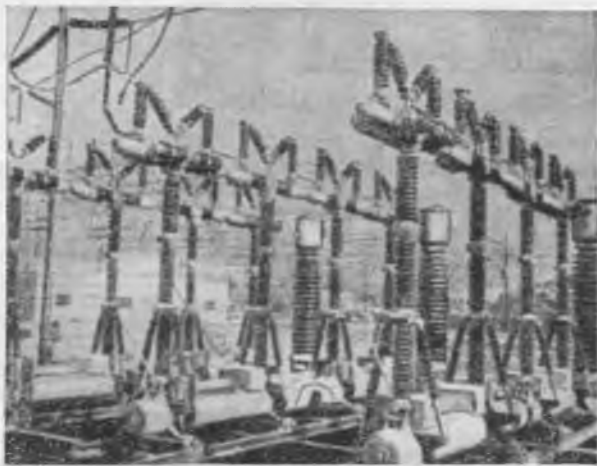


Рис. 1. Общий вид воздушного выключателя 230 кВ.

На вершине каждой колонны изоляторов расположено по два горизонтальных изолятора, внутри которых находится по одной дугогасительной камере. На рис. 2 (верхняя часть одной фазы выключателя) ясно видны эти восемь изоляторов с дугогасительными камерами, малые горизонтальные изоляторы — керамические конденсаторы, служащие для выравнивания напряжения между последовательно включенными разрывами, и изоляторы, расположенные в виде буквы М над каждой колонной, внутри которых находятся сопротивления и вспомогательные контакты.

К числу конструктивных недостатков выключателя относятся: большое количество отдельных фарфоровых деталей (192), из которых собирается трехфазный аппарат, большое количество стыков металлических фланцев (336 на три фазы), требующих тщательного уплотнения, и боль-

¹ Настоящий реферат является продолжением реферата, помещенного в журнале „Электрические станции“ № 10 за 1953 г., где приведены данные об испытаниях блокных и малообъемных импульсных выключателей 230 кВ, 10 млн. кВА на этой же гидростанции. В связи с этим здесь не повторяются приведенные ранее сведения о гидростанции и схеме испытательной установки.

шое количество воздушных вентилях (60 на три фазы), требующих внимательного ухода в эксплуатации.

Подвод сжатого воздуха из бака в дугогасительные камеры осуществляется через полые колонны вертикальных изоляторов. При отсутствии в камере сжатого воздуха контакты держатся во включенном состоянии мощными пружинами, а при выпуске сжатого воздуха они размыкаются. После гашения дуги выхлоп из камеры закрывается и контакты под давлением сжатого воздуха остаются в разомкнутом состоянии. Таким образом, управление главными контактами заключается в подаче сжатого воздуха через колонны изоляторов в дугогасительные камеры и выпуск воздуха в атмосферу. Какие-либо механические связи между базой выключателя и камерами отсутствуют.

На рис. 3 приведен схематический разрез дугогасительной камеры, причем контакты показаны в положении, соответствующем периоду гашения дуги. Стрелками указано направление движения сжатого воздуха. Через несколько периодов, когда объем V заполнится сжатым воздухом, вся система, связанная с полым контактом, сдвинется дальше влево, выхлопной ventиль закроется и камера останется заполненной сжатым воздухом. В этом положении разрыв между контактами может выдержать полное испытательное напряжение как рабочей частоты, так и импульсное. При выпуске сжатого воздуха в атмосферу полый контакт будет отжат пружиной в правую сторону и замкнет цепь.

Как видно из рис. 4, параллельно каждой паре главных контактов подключены гасительное сопротивление и вспомогательные контакты. В положении 1 вспомогательные контакты разомкнуты и сопротивление отключено, что соответствует включенному состоянию выключателя. После выпуска в камеры сжатого воздуха, вызывающего начало отключения выключателя, вспомогательные контакты очень быстро замыкаются и включают параллельно главным контактам сопротивление, которое шунтирует их (с момента начала размыкания) в течение всего периода гашения дуги (положение 2). После полного гашения дуги вспомогательные контакты продолжают оставаться замкнутыми (положение 3), так что через сопротивление протекает небольшой остаточный ток. Через несколько периодов вспомога-



Рис. 2. Верхняя часть одной фазы воздушного выключателя 230 кВ.

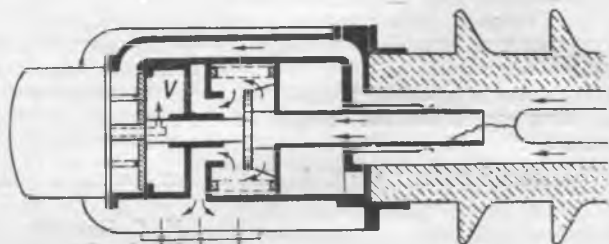


Рис. 3. Схематический разрез дугогасительной камеры.

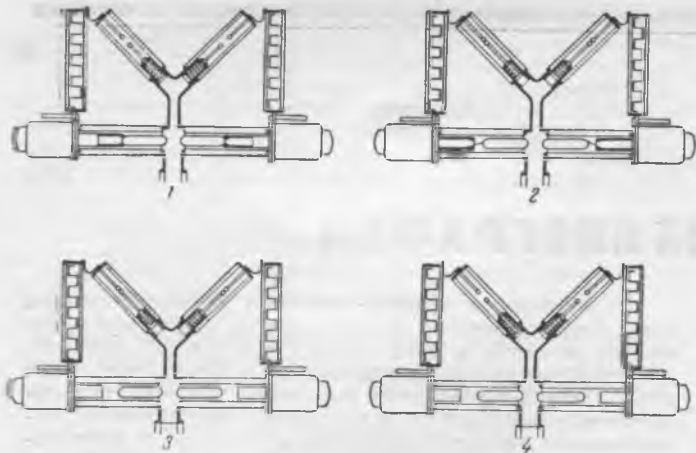


Рис. 4. Две пары последовательно включенных подвижных и неподвижных главных контактов, расположенных на одной колонне вертикальных изоляторов с шунтирующими их гасительными сопротивлениями и вспомогательными контактами.

тельные контакты размыкаются и прерывают остаточный ток (положение 4). Так как этот ток очень мал, то дуга для гашения дуги между вспомогательными контактами не требуется. Во время операции включения выключателя вспомогательные контакты остаются разомкнутыми и из положения 4 в положение 1 движутся только главные контакты. В период гашения дуги между главными контактами сопротивления, включенные параллельно последним, выравнивают напряжения между гасительными камерами, что приводит к увеличению отключающей мощности выключателя. Кроме того, сопротивления ограничивают и тушат коммутационные перенапряжения, что особенно важно при отключении трансформаторов.

Необходимо отметить, что выключатели могут работать и без гасительных сопротивлений, однако с меньшей отключающей мощностью.

Для включения и отключения выключателей предусмотрены электропневматические вентили, расположенные у основания каждой фазы выключателя и управляемые из шкафа управления. Каждый из этих вентиля приводит в действие четыре главных вентиля одной фазы выключателя, установленных по одному у каждой вертикальной колонны.

На рис. 5 приведен схематический разрез по главному воздушному вентилю. Нижним фланцем этот вентиль прикреплен к воздушному баку, а к его верхнему фланцу (со стрелкой) крепится колонна изоляторов. Трубка малого диаметра, показанная справа, служит для подсоединения к электропневматическому вентилю управления, включающему главный вентиль. Последний в действительности представляет два отдельных вентиля на общем валу. В положении, изображенном на рис. 5, левый вентиль закрыт и колонна отсоединена от воздушного бака, а открытый правый вентиль непосредственно соединяет полость колонны с атмосферой. При подаче сжатого воздуха через правую трубку вал сдвигается влево, правый вентиль закрывается и запирает выхлоп в атмосферу, а левый вентиль открывается и впускает сжатый воздух в полость колонны изоляторов. Для перевода вентиля в прежнее положение необходимо только выпустить сжатый воздух из правой трубки.

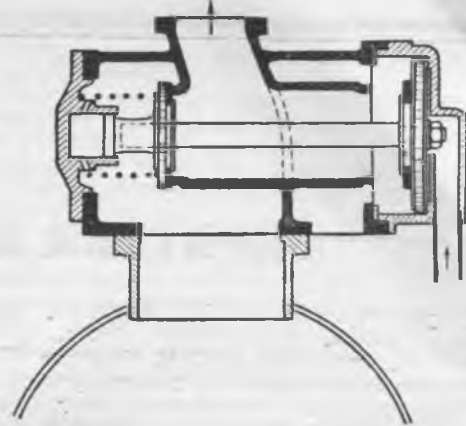


Рис. 5. Схематический разрез по воздушному вентилю.

При такой системе управления выключателем осуществление как трехфазного, так и пофазного АПВ не представляет никаких затруднений.

При испытаниях было проведено 12 опытов отключения зарядного тока линии 230 кВ протяженностью 160 км. На одной фазе выключателя получали последовательным включением двух и трех фаз этой линии значения зарядных токов, соответствующих линиям длиной 320 и 480 км. Результаты этих опытов, проведенных при фазовом напряжении 136 кВ, 60 Гц, приведены ниже.

	Зарядный ток	Время отключения
Линия 160 км	61,2—64,2 а	0,033—0,038 сек.
" 320 "	114—116 а	0,037—0,038 "
" 480 "	152—162 а	0,035—0,04 "

Ни один из опытов не сопровождался повторным зажиганием дуги после ее гашения, а восстанавливающееся напряжение после отключения зарядного тока линии ни разу не превысило величины напряжения до отключения.

Затем было проведено 11 опытов отключения однополюсных замыканий на землю при величинах отключаемых мощностей от 0,44 до 10,5 млн. кВА асимметричных (от 0,41 до 7,85 млн. кВА симметричных) со временем отключения от 0,036 до 0,045 сек. (время горения дуги — от 0,005 до 0,015 сек.). В числе этих опытов были три опыта с повторным отключением после обратного включения через 0,22 — 0,24 сек.

Измерения восстанавливающегося на выключателе напряжения показали, что максимальная скорость увеличения этого напряжения изменяется от 0,2 — 0,6 кВ/мксек при больших отключаемых мощностях до 1,8 кВ/мксек — при самых малых.

Проведенные испытания показали, что выключатели с воздушным дутьем фирмы Броун-Бовери бесперебойно отключали мощности, большие чем номинальные (6 млн. кВА симметричных и 9 млн. кВА несимметричных), при времени отключения, меньшем 0,05 сек.

Во время испытаний контакты выключателя не сменялись; после всех этих отключений была обнаружена лишь незначительная сработка контактов, не препятствующая их дальнейшей эксплуатации (Trans. of the AIEE, 1952, т. 71, ч. III).

Обраб. инж. Ю. А. Якуб



КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

М. П. Вукалович и И. И. Новиков, **Техническая термодинамика**, Госэнергоиздат, 1952 г., 561 стр.

Книга М. П. Вукаловича и И. И. Новикова «Техническая термодинамика» допущена в качестве учебного пособия для теплотехнических специальностей высших учебных заведений, но она охватывает гораздо больший материал, чем тот, который излагается в обычных курсах технической термодинамики. В ней рассматриваются, например, такие вопросы, как третья теорема термодинамики, вопросы термодинамического равновесия системы, вопросы химического равновесия, фазового перехода при неодинаковых давлениях фаз и т. п. Многие вопросы, рассмотренные в книге, выходят за пределы нормальной программы технической термодинамики и далеко не всегда, как это отмечается в предисловии, эти вопросы даны мелким шрифтом. Тем не менее надо признать, что в большинстве случаев такое расширение материала в учебном пособии является допустимым и целесообразным.

Подход к изложению ряда вопросов в книге является оригинальным. В этом разрезе надо отметить рассмотрение вопроса о равновесных и неравновесных процессах, о движущемся рабочем теле, применение понятия коэффициента использования энергии и др. Весьма тщательно рассмотрены характеристические и потенциальные функции, свойства реальных газов, применена новая методика анализа циклов и т. д.

Но в то же время в книге опущено или совершенно недостаточно проведено рассмотрение ряда важных принципиальных вопросов технической термодинамики. Так, не рассмотрен вопрос о построении и использовании универсальной тепловой диаграммы для идеальных газов, особенно в h - s -координатах, вопрос о расчете адиабатического процесса идеального газа при учете переменной теплоемкости. Вопрос о вычислении параметров перегретого пара рассмотрен без достаточной конкретизации. Остался невыясненным, например, вопрос о том, в чем же принципиальное отличие уравнения Вукаловича — Новикова от уравнения Ван-дер-Ваальса, каким методом получены таблицы для водяного пара, приведенные в книге. Непонятным остается, как вычислить энтальпию и энтропию перегретого пара по соотношениям на стр. 262:

$$i(p, T) = i_0(p_0, T_0) + \int_{T_0, p_0}^{T, p_0} c_p dT +$$

$$+ \int_{T_0, p_0}^{T, p} \left[v - T \left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_p \right] dp;$$

$$s(p, T) = s_0(p_0, T_0) + \int_{T_0, p_0}^{T, p_0} \frac{c_p}{T} dT - \int_{T_0, p_0}^{T, p} \left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_p dp,$$

так как, судя по обозначениям, вторые интегралы надо брать при наличии двух переменных. При рассмотрении адиабатического процесса пара опущен простой, удобный и точный метод определения конечных параметров из условия равенства энтропии начала и конца процесса, а рекомендуется приближенное уравнение типа газовой адиабаты.

Совершенно не рассмотрен вопрос о расчете истечения при малой разности давлений. Много внимания уделено поршневному компрессору и буквально несколько слов говорится о ротационном компрессоре, ничего не говорится об особенностях характера процесса сжатия в нем. Методически и принципиально важный вопрос о выгодности регенерации при отборах пара освещен недостаточно, не приведено даже убедительного доказательства выгодности этого типа регенерации.

Совершенно не затронут вопрос о давлениях отбора пара. Весьма подробно рассмотрен цикл воздушной холодильной машины, а цикл паровой холодильной машины, гораздо более важный в современной практике, рассмотрен очень бегло. Не дано даже выражения для расчета холодопроизводительности и холодильного коэффициента. Недостаточным является рассмотрение вопроса об учете сопротивлений при истечении, в особенности для насадки Лаваля. Приведены сложные зависимости для расчета смещения реальных газов, но обычный метод расчета смещения паров по тепловой диаграмме остался нерассмотренным и т. д.

Большое значение в учебнике и учебном пособии имеет рациональное расположение материала. В этом отношении в рассматриваемой книге нет сколь-нибудь заметных сдвигов по отношению к обычным методам, если не считать выделения рассмотрения циклов тепловых двигателей в особую часть. Вследствие этого имеют место обычные методические недостатки. Так, рассмотрение процессов идеальных газов проводится лишь на базе первого закона термодинамики, т. е. не дано методики их расчета по тепловой диаграмме. Остается непонятным, в какой связи излагаются политропические процессы. Исследование циклов выпало бы в стройности и логичности, если бы общий вопрос о методике анализа циклов был рассмотрен в начале раздела о циклах. Ряд доказательств при этом удалось бы упростить.

Необходимо также отметить некоторые ошибочные положения и выводы в книге. Так, говоря о феноменологическом и статистическом изложении термодинамики, нельзя пренебрегать указанием Энгельса, что тепловое движение не сводится полностью к механическому перемещению молекул. Характерно, что цитата из «Диалектики природы», приведенная в книге: «Открытие, что теплота представляет собою некоторое молекулярное движение, составило эпоху в науке», по существу искажает основную мысль Энгельса. Ведь дальше у Энгельса следует: «Но если я не имею ничего другого сказать о теплоте, кроме того, что она представляет собою известное перемещение молекул, то лучше мне замолчать».

Нельзя согласиться с правильностью уравнения (2-69) на стр. 82:

$$\frac{w_2^2}{2g} - \frac{w_1^2}{2g} = -l' - \int_1^2 v dp. \quad (2-69)$$

Оно получено сопоставлением уравнений

$$i_1 + \frac{w_1^2}{2g} = i_2 + \frac{w_2^2}{2g} + l' - q \quad (2-68)$$

и

$$dQ = dI - V(p, T) dp, \quad (2-19)$$

которые выражают первое начало термодинамики. Но уравнение (2-19) выражает первый закон при отсутствии технической работы. Уравнение (2-68) следовало бы сопоставлять с соответствующим уравнением

$$dQ = dI - V dp + dL', \quad (2-20)$$

что дает вместо (2-69)

$$\frac{w_2^2}{2g} - \frac{w_1^2}{2g} = - \int_1^2 v dp.$$

При выводе уравнения связи между тепловыми эффектами реакции Q_p и Q_v молчаливо делается предположение, что внутренняя энергия системы определяется исключительно ее температурой. Если это допущение приемлемо практически, то принципиально должно быть оговорено при выводе.

Принципиально также неправильно положение, высказанное на стр. 260, что для подсчета тепловых параметров реального газа необходимо иметь столь высокую точность в определении $p - v - T$, чтобы можно было гарантировать достаточную точность вторых производных от объема и давления по температуре. Известно, что, пользуясь термодинамическим потенциалом, можно подсчитать энтропию и энтальпию, не вычисляя вторых производных, если итти по пути:

$$1. \left(\frac{\partial \Phi}{\partial p}\right)_T = v; \quad 2. \Phi = \int v dp + f(T); \quad 3. \left(\frac{\partial \Phi}{\partial T}\right)_p = -s;$$

$$4. i = \Phi + Ts.$$

Рассматривая влияние конечного давления на термический к. п. д. паросиловой установки, авторы указывают, что на основе изображения цикла в Ts -координатах, принимая более низкое давление p_2 , можно получить больше работы при той же затрате тепла. Это не следует из приведенного рисунка, так как одновременно с увеличением работы происходит также увеличение затрачиваемого тепла.

Из прочих менее существенных недочетов книги должно быть отмечено следующее.

Рассмотрев на стр. 35—36 вопрос об обратимости процессов, авторы приходят к выводу, что обратимость есть следствие равновесности процессов. Логика подсказывает, что в дальнейшем следует говорить именно о равновесных, а не об обратимых процессах.

Понятие энтальпии вводится на стр. 54 таким образом, что приобретает реальный смысл лишь для изобарического процесса. Во всяком случае, сопоставление читателем уравнений

$$dQ = d(U + pV) = dI \quad (2-15)$$

и

$$dQ = dI - V(p, T) dp \quad (2-16)$$

может вызвать недоумение.

Надо отметить неточности в изложении второго закона термодинамики. Так, нельзя согласиться с утверждением на стр. 82, что «необратимость тепловых процессов и находит свое выражение во втором начале термодинамики». Нельзя обойтись без привлечения второго закона термодинамики и при рассмотрении обратимых процессов и особенно циклов.

Доказательство положения о невозможности превращения теплоты в работу при наличии единственного источника тепла, развитое на стр. 84—85, выглядит неубедительно, равно как и доказательство на стр. 95 и 96, что к. п. д. цикла при необратимых процессах в нем меньше, чем к. п. д. цикла с равновесными процессами. В первом случае автор ссылается на какую-то недоказанную «меньшую степень» сжатия, во втором — на то, что при необратимых процессах должны остаться в телах «какие-либо» изменения.

Повидимому, все это явилось следствием того, что имеющиеся различные формулировки второго закона термодинамики являются неравноценными по своей общности. Приняв за исходную формулировку более общую, можно получить, как следствие, частные формулировки. Напротив, если в качестве исходной взять менее общую формулировку, то остальные не могут быть получены из нее без добавочных положений, которые должны быть строго при этом оговорены.

На стр. 105—106 книги излагаются свойства энтропии. Это важно принципиально, особенно если учесть, что энтропия не поддается непосредственному измерению. Тем более странным кажется, что свойства энтропии не доказываются, а постулируются. Убедительность этих положений не возрастает от такого заявления авторов: «Согласно второму началу термодинамики для всех термодинамических систем существует функция состояния системы, обладающая следующими свойствами...». Ничем существенно, собственно говоря, не доказано положение об аддитивном свойстве энтропии, которое выступает совершенно неожиданно.

Приведенное в § 4-1 доказательство роста энтропии системы при необратимых процессах в ней является запутанным и не совсем строгим, так как при этом делается допущение, что при рассматриваемых переходах как-то изменяется температура, чего может и не быть. Не выдерживает критики утверждение, приведенное в этом же параграфе, что энтропия есть мера необратимости адиабатического процесса. Такое заключение можно сделать по отношению к изменению энтропии, а не к самой величине.

На стр. 129—131 делается попытка выявления физического смысла энтропии. Сущность положений этой главы сводится к двум моментам:

1. Энтропия является мерой необратимости процесса, протекающего в изолированной системе.

Это положение, как указывалось, неточно, так как мерой необратимости является приращение энтропии.

2. Энтропия может рассматриваться как мера термодинамической вероятности данного состояния системы.

Но не говоря уже о том, что само понятие вероятности состояния системы можно понять лишь с позиций статистической физики, которая изложена позже этой главы, вероятность представляет собой не физическое, а математическое понятие. Поэтому вряд ли можно считать, что удалось этим путем выявить физический смысл энтропии.

Далее следует остановиться на гл. 3-3, в которой дается представление о термодинамической шкале температур. Все изложение этой главы можно дать проще и нагляднее, пользуясь представлением о Ts -диаграмме, которая принципиально легко может быть привлечена после вывода основного соотношения $dQ = Tds$. Нет особого смысла в изложении вопроса о возможности получения абсолютной шкалы с произвольным нулевым отсчетом, так как такие шкалы не применяются.

В гл. 5 (стр. 143—168) рассматривается статистическое толкование второго начала термодинамики, точнее говоря, основы статистической физики. Материал приводится в чрезвычайно сжатой форме. Но именно вследствие лаконичности изложения эта глава практически недоступна неподготовленному читателю. Авторы и сами не используют материала этой главы в дальнейшем.

Третья теорема термодинамики (§ 5-8) в том виде, как она изложена, не имеет прикладной направленности. От этого изложения не остается впечатления. Здесь, как и при изложении основ химической термодинамики (гл. 10, стр. 298—324), нет четкой целеустремленности. Лаконические указания на стр. 314 не исправляют положения. Для читающего книгу останутся неясными такие фундаментальные вопросы, как условия обратимого протекания химической реакции, возможность реализации максимальной работы химической реакции и т. д.

Как указывалось, применение коэффициентов использования энергии и потери работоспособности является рациональным. Их применение основано на расчете потери работы вследствие необратимости, который изложен в гл. 4. Однако следует отметить, что выводы в этой главе даны для частного случая внешней необратимости, между тем как результаты верны и применяются в дальнейшем во всех случаях необратимости.

Необходимо также остановиться на некоторых более мелких вопросах. На стр. 27 и 28 и далее, на стр. 243—245, наряду с утверждением, что величина $\mu R = 848$ является универсальной газовой постоянной, указывается, что это же значение μR следует принимать для уравнения Ван-дер-Ваальса. Между тем, как известно, постоянные уравнения Ван-дер-Ваальса и газага постоянная могут быть вычислены из критических параметров, причем, конечно, окажется $\mu R = 848$.

На стр. 63—65 не дано, как это указано в оглавлении, зависимости теплоемкости от давления, а только графическая иллюстрация этой зависимости.

Рассматривая приложение первого закона термодинамики к стационарному движению газа или жидкостей (стр. 78—82), авторы почему-то лишут закон сохранения и превращения энергии в новой форме. В этом нет никакой необходимости и методически это нельзя считать оправданным. Если взять математическое выражение первого закона в общей форме

$$q = U_2 - U_1 + l$$

и рассчитать работу в самом общем случае, то легко получить сразу

$$l = p_2 v_2 - p_1 v_1 + \frac{w_1^2}{2g} + l',$$

что дает

$$i_1 + \frac{w_1^2}{2g} = i_2 + \frac{w_2^2}{2g} + l' - q \quad (2-68)$$

для наиболее общего случая течения с совершением внешней работы и подводом тепла. Из этой формулы легко мо-

гут быть получены соотношения для частных случаев адиабатического течения (2-61), уравнение Бернулли для течения жидкости (2-63) и уравнения (2-66).

При рассмотрении равновесия жидкой и газовой фаз (стр. 190) и дросселирования (стр. 248—258) не приведено физическое объяснение критического состояния и явления инверсии.

Расчет смешения ограничивается исключительно случаем адиабатического смешения, хотя в ряде случаев практики теплообменом при смешении пренебречь нельзя. Не приведены весьма удобные приближенные соотношения для расчета смешения идеальных газов:

$$p v = p_1 v_1 + p_2 v_2 + \dots,$$

$$\frac{p v}{T} = \frac{p_1 v_1}{T_1} + \frac{p_2 v_2}{T_2} + \dots$$

Свойства смесей реальных газов (стр. 265—266) приведены без всяких доказательств и в столь лаконичной форме, что воспользоваться соответствующими формулами будет трудно.

Непонятно, зачем столь подробно исследуется процесс при $x = \text{const}$, вплоть до вычисления тепла этого процесса. Этот процесс в практике не реализуется.

При получении соотношения

$$\frac{w_2^2}{2g} - \frac{w_1^2}{2g} = - \int_{p_1}^{p_2} v dp \quad (11-12)$$

на стр. 333 подчеркивается, что это соотношение получено для изоэнтропического процесса. В действительности оно правильно при любом равновесном процессе расширения рабочего тела при истечении.

При рассмотрении влияния повторного перегрева пара на к. п. д. паросиловой установки (стр. 446—447) надо было из методических соображений отметить, что повышение к. п. д. установки может иметь место лишь при газовом перегреве, а не при паровом перегреве. Аналогично разбирая вопрос о влиянии температур на величину холодильного коэффициента, нельзя пропустить указание, что с понижением температуры холода холодильный коэффициент уменьшается.

Учет влияния давления на расположение линий в id -диаграмме в том виде, как он изложен в книге, является ненужным, так как использовать соответственные указания невозможно. Недоказанным осталось утверждение, что при уменьшении общего давления линии $U = 100\%$ расположатся на id -диаграмме ниже, чем при $p = 745$ мм рт. ст.

Вывод формулы для расчета критического отношения давлений при истечении, приведенный на стр. 336, можно легко упростить. Исходное уравнение

$$c_p T_2 + \frac{w_{кр}^2}{2g} = c_p T_1$$

написано для адиабатического процесса. Поэтому из него и формулы для скорости звука

$$w_{кр} = c_2 = \sqrt{gkRT_2}$$

сразу можно получить:

$$\frac{T_2}{T_1} = \frac{2}{k+1}$$

и далее, так как $\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{k-1}{k}}$, получить формулу

$$\beta^* = \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k-1}} \quad (11-18)$$

Наконец, надо отметить стилистические погрешности, оговорки и т. п. На стр. 70 читаем: „Так, например, производя адиабатическое сжатие газа настолько быстро, чтобы теплота трения выделялась в возможно большем количестве, можно вызвать сколь угодно сильно нагревание газа“. На стр. 351 имеется фраза: „Но с точки зрения масштабов изменения термодинамических величин этот случай вполне эквивалентен тому, когда производные $\frac{dp}{dz}, \frac{dT}{dz}, \frac{dv}{dz}$ имеют

конечные значения, а $\frac{ds}{dz}$ равняется нулю, что имеет место при изоэнтропическом процессе“. На стр. 443 „Однако, если принять во внимание, что в области перегретого пара с известной точностью соблюдается условие $\frac{T_1}{T_2} \approx f\left(\frac{p_1}{p_2}\right) \neq f(s)$, то можно заключить ...“.

На фазовой pv -диаграмме (фиг. 7-10, стр. 203) нет объяснения смысла пунктирной кривой EK , отделяющей область жидкости от области газа. Аналогичное замечание относится к точке C на фазовой диаграмме в Ts -координатах (фиг. 7-14, стр. 207).

На стр. 211 «показывается», что две изобары в ts -координатах не могут пересекаться между собою. Надо ли это доказывать? Ведь очевидно, что не может быть такого состояния, при котором тело обладало бы сразу двумя давлениями, двумя температурами и т. д.

На стр. 239 сказано: «...объем газа не может быть уменьшен ниже некоторого предела, определяемого собственным объемом всех молекул газа». А что такое представляет собой «собственный объем» всех молекул в свете современных представлений о строении молекул?

На стр. 373 при рассмотрении вопроса о сжатии паров написано: «Было бы совершенно нецелесообразно, например, сжимать водяной пар от давления 1 *ата* до давления 10 *ата*. Значительно выгоднее его сконденсировать, получить всду при давлении 1 *ата* и температуре 100°С и затем сжать воду до давления 10 *ата*...». С этой мыслью нельзя согласиться. Возможен и такой случай, когда надо получить не сжатую воду, а пар.

При рассмотрении величины средней температуры для политропического процесса (стр. 414) полезно указать, что при небольшом отличии в крайних температурах процесса величина средней температуры близка к среднеарифметической из крайних температур процесса. Сравнивая между собой два цикла в Ts -координатах с подводом тепла при $p = \text{const}$ на фиг. 13-10, автор утверждает, что они имеют одинаковую степень предварительного расширения. Это верно, но не самоочевидно.

Опечатки отмечены в формуле (2-46) (стр. 73), в последней формуле на стр. 296, на стр. 337 в строке 15 снизу, где слово сжатия стоит вместо слова расширения, на стр. 432, строка 24 снизу, в двух формулах на стр. 456, где стоит величина ΔS_{2-3} , вместо правильной величины ΔS_{2-50} , в формуле на стр. 384 и на стр. 389. Перепутана ссылка на формулы (11-1) и (11-35) (на стр. 347), пропущена запятая в последней строке на стр. 428.

Кроме того, следует отметить, что решение задачи 11-1 при учете сопротивлений не может считаться удовлетворительным. Не говоря о том, что на стр. 527 допущено несколько опечаток, два последних равенства на стр. 526, данные без вывода, далеко не самоочевидны. Как уже указывалось, вопрос о расчете истечения с учетом сопротивлений разобран в книге недостаточно, в особенности для насадки Лавала и при расчете истечения пара. Этот вопрос, безусловно, заслуживает, чтобы его рассмотрели более тщательно.

Отмеченные недостатки и некоторые более мелкие, на которых нет смысла останавливаться, не могут заслонить основного: в рассматриваемой книге мы имеем учебное пособие по технической термодинамике, написанное на уровне современных научных достижений доходчивым и ясным языком. Но в то же время книга нуждается в определенной доработке, в первую очередь, с целью устранения отмеченных недостатков.

Доктор техн. наук Г. И. Фукс

ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

ВЫШЛИ ИЗ ПЕЧАТИ

Декабрь 1953 г.—Январь 1954 г.

- АЛМАЗОВ А. В., БОРИСОГЛЕБСКИЙ П. В., ГОРОДЕЦКИЙ С. С., ДМОХОВСКАЯ Л. Ф., ПАНОВ А. В., СИРОТИНСКИЙ Л. И.**, ч. II, под общ. ред. Л. И. Сиротинского, Техника высоких напряжений, 1953, 240 стр., тир. 10 000, ц. 12 руб.
- ВЕШЕНЕВСКИЙ С. Н.**, Расчет характеристик и сопротивлений для электродвигателей, 1954, 328 стр., тир. 10 000, ц. 13 р. 25 к. в пер.
- ВОЛНИН Б. А.**, Из опыта изыскания, контроля и исследований при возведении намывных сооружений, 1953, 48 стр., тир. 6 000, ц. 1 р. 50 к.
- ВОПРОСЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ К. П. Д. ТЕПЛО-ЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЕЙ.** Сборник под общ. ред. А. В. Винтера, 1953, 117 стр., тир. 3 000, ц. 5 р. 15 к.
- ГИНЦБУРГ Е. Л.**, Ремонт и эксплуатация подшипников электрических машин, 1953, 112 стр., тир. 5 000, ц. 4 р. 75 к.
- ДЕЙЧ М. Е.**, Техническая газодинамика, 1953, 544 стр. + 3 вкл., тир. 5 000, ц. 15 р. 60 к.
- КАЗАРНОВСКИЙ Е. М.**, Регулирование перегретого пара в мощных паровых котлах, изд. 2-е, перераб. и дополн., 1954, 153 стр. + 2 вкл., тир. 7 000, ц. 6 р. 30 к.
- КИБРИК П. С.**, Руководство для машинистов пыле-приготовительных установок, 1954, 125 стр., тир. 5 000, ц. 2 р. 55 к.
- КИРИЛЛИН В. А. и ШЕЙНДЛИН А. Е.**, Водяной пар в энергетике, 1953, 95 стр., тир. 10 000, ц. 2 р. 75 к.
- КОРСАК С. П.**, Электрические водонагреватели и паровые котлы, 1954, 126 стр., тир. 4 000, ц. 4 р. 10 к.
- МАНСУРОВ Н. Н. и ПОПОВ В. С.**, Теоретическая электротехника, изд. 5-е испр. и дополн., 1954, 527 стр., тир. 25 000, ц. 12 руб.
- МОЖЕВИТИНОВ А. А.**, Водосбросы и водоспуски гидроэлектростанций, 1953, 71 стр., тир. 4 800, ц. 1 р. 40 к.
- НОРМЫ ВРЕМЕНИ НА ПРОЕКТНЫЕ И ИЗЫСКАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ**, ч. 8. Электрические и воздухоудные станции, котельные. Раздел 2. Электротехнический (МЭСЭП), 1954, 36 стр., тир. 6 000, ц. 1 руб.
- НОРМЫ ВРЕМЕНИ НА ПРОЕКТНЫЕ И ИЗЫСКАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ**, ч. 8. Электрические и воздухоудные станции, котельные. Раздел 1. Тепломеханический (МЭСЭП), 1954, 77 стр., тир. 6 000, ц. 3 р. 35 к.
- НОРМЫ ВРЕМЕНИ НА ПРОЕКТНЫЕ И ИЗЫСКАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ**, ч. 8. Электрические и воздухоудные станции, котельные. Раздел 3. Гидроэлектростанции (МЭСЭП), 1954, 38 стр., тир. 2 000, ц. 1 р. 75 к.
- НОРМЫ ВРЕМЕНИ НА ПРОЕКТНЫЕ И ИЗЫСКАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ**, ч. 25. Наружные тепловые сети (МЭСЭП), 1954, 20 стр., тир. 6 000, ц. 85 к.
- ОСТРОУХОВ Г. Д.**, Памятка по технике безопасности для газосварщика и газорезчика, 1953, 32 стр., тир. 15 000, ц. 90 к.
- ПРАВИЛА И НОРМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОСВЕЩЕНИЯ** строительных площадок при сооружении тепловых и гидроэлектрических станций (временные) (Управление капитального строительства МЭСЭП), 1954, 16 стр., тир. 1 500, ц. 70 к.
- ПРАВИЛА УСТРОЙСТВА, СОДЕРЖАНИЯ И ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ ПАРОВЫХ КОТЛОВ** и воздушных резервуаров паровозов промышленных предприятий (Главная госинспекция Котлонадзора МЭСЭП), 1954, 31 стр., тир. 150 000, ц. 1 р. 40 к.
- ПРЕОБРАЖЕНСКИЙ В. П.**, Теплотехнические измерения и приборы, изд. 2-е перераб. и дополн., допущ. Главным управлением высшего образования Министерства культуры СССР в качестве учебника для теплотехнических специальностей энергетических институтов, 1953, 384 стр., тир. 20 000, ц. 16 р. 75 к.
- ТРИФОНОВ Е. В.**, Особенности центровки редуторных турбоагрегатов электростанций, 1953, 83 стр., тир. 3 000, ц. 2 р. 35 к.
- ТУБЯНСКИЙ Л. И. и ФРЕНКЕЛЬ Л. Д.**, Паровые турбины ЛМЗ им. Сталина. Конструкция и обслуживание, 1953, 325 стр. + 12 вкл., тир. 7 000, ц. 25 р. 10 к.
- ЯСТРЖЕМБСКИЙ А. С.**, Техническая термодинамика, изд. 7-е перераб. и дополн., допущ. Главным управлением высшего образования Министерства культуры СССР в качестве учебника для высших учебных заведений, 1953, 544 стр. + 1 вкл., тир. 25 000, ц. 16 р. 55 к. в пер.

Продажа в книжных магазинах и киосках книготоргов

Издательство никаких заказов не выполняет