

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

1-6



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1951

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

1

ЯНВАРЬ
1951

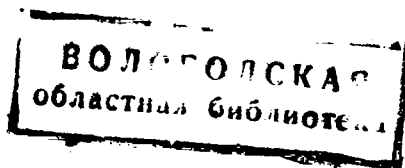
Орган Министерства Электростанций СССР

22-й ГОД ИЗДАНИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

Рапорт товарищу И. В. Сталину Министра электростанций Д. Жимерина	3	А. Я. Сосонская и Л. Ф. Янкелев — Безасбестовые смеси для выравнивания поверхности термоизоляции	53
Д. Г. Жимерин — Поезда советских энергетиков	4	А. Г. Князев — Высокопроизводительная нагревательная печь для гнутья труб	54
П. Н. Шляхин — Изменение давления пара в камере регулируемого отбора	6	ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ	
И. К. Гришук — Экономический вакуум для паротурбинных установок с центральной насосной	14	В. Ф. Нерубенко — Определение содержания шлама в котловой воде	55
С. М. Гурвич и Э. С. Крипец — Дренажные устройства бесподстилочных фильтров для обработки воды	17	Г. Т. Циперкус — Ремонт облопачивания с осевой установкой лопаток на диске и сварными связями	55
Э. Д. Зайдман — Сварка сихромалевых сталей	20	М. Г. Стратонов — Возможные случаи автоматизации работы паровых уплотнений турбин	56
М. Ф. Филиппов — Сборные конструкции теплопроводов и новые способы их прокладки	23	Д. С. Жевахов и А. Г. Лившиц — Измерение вакуума в паровых турбинах	56
Е. А. Удалов — Термоизоляция теплопроводов автоклавным армопенобетоном	29	М. И. Имбрицкий — Электроискровой способ упрочнения режущего инструмента	58
В. С. Кондахчан — Повреждения силовых трансформаторов	31	В. Л. Смольников — Усиление вводов 220 кв выключателей типа МКП-27+	59
Об одиночной системе шин на электростанциях и подстанциях		В. Н. Звездкин и А. В. Калантаров — Модернизация вводов масляных выключателей типа МКП-76	60
М. М. Белоусов	36	ХРОНИКА	
Т. П. Мусатов	36	В Техническом управлении Министерства	
Л. И. Двоскин	37	О распределении обязанностей при производстве переключений в устройствах городских (кабельных) сетей	61
А. А. Ермилов	40	О повышении надежной работы электрических машин	61
М. С. Улицкий	41	ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ	
Н. Н. Крачковский	42	Электростанции с газотурбинными установками замкнутого цикла, обраб.	
Б. А. Хомутов	43	И. И. Квирин	62
М. И. Славнин	44	Понижительные подстанции без выключателей на стороне высшего напряжения, обраб. Ю. А. Якуб	63
А. Б. Барзам — Возможность уменьшения ступени выдержки времени релейной защиты	47	О тематике журнала „Электрические станции“ на 1951 г.	64
Е. А. Рязанцев — Некоторые итоги эксплуатации устройств телемеханики в энергетической системе	48		
ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ			
Б. Н. Каспарян — Применение ракушебетона в строительстве	52		
Н. Я. Турчин — Применение электропрогрева при производстве бетонных работ	52		

□ □ □



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

А. А. Боровой, П. Г. Грудинский, И. И. Гурвич, Б. И. Дуб, Н. Д. Лавренко,
С. Г. Мхитарян, Н. Н. Романов, Б. М. Соколов, И. А. Сыромятников,
С. Ц. Шаерман.

Главный редактор Н. Д. Лавренко

***Председателю Совета Министров Союза ССР
товарищу СТАЛИНУ Иосифу Виссарионовичу***

Докладываем Вам, дорогой Иосиф Виссарионович, что электростанции Министерства электростанций 22 декабря перевыполнили задание по выработке электроэнергии, установленное пятилетним планом восстановления и развития народного хозяйства СССР на 1950 год.

До конца текущего года электростанциями Министерства электростанций будет выработано дополнительно 4 миллиарда 720 миллионов киловатт-часов электроэнергии.

В результате выполнения плана по восстановлению и расширению электростанций в районах, пострадавших во время войны, выработка электроэнергии в этих районах в 1950 году превысила довоенную на 40 процентов.

Применение новой техники, пара высокого давления, улучшение работы тепловых электростанций обеспечили снижение удельного расхода условного топлива на один выработанный киловатт-час в 1950 году на 9,2 процента по сравнению с довоенным.

Министр электростанций Д. ЖИМЕРИН

ПОБЕДА СОВЕТСКИХ ЭНЕРГЕТИКОВ

Д. Г. Жимерин
Министр электростанций

Энергетики Министерства электростанций с огромной радостью доложили любимому вождю и учителю товарищу Сталину о выполнении послевоенной пятилетки по выработке электроэнергии. Установленный план 22 декабря 1950 г. был выполнен на 104,8%. До конца текущего года электростанции дополнительно выработают 4 720 млн. *квтч.*

В результате успешного выполнения пятилетнего плана СССР прочно занял второе место в мире по производству электроэнергии, опередив все крупные европейские капиталистические страны.

Сталинской пятилеткой предусматривалось, как особо важная задача, быстрое восстановление электростанций в районах, подвергавшихся временной оккупации.

Эта важнейшая задача энергетиками Министерства электростанций также выполнена. За короткий срок после окончания войны были восстановлены и вступили в строй все разрушенные электростанции, в том числе мощная Днепровская гЭС им. Ленина и крупнейшие тепловые электростанции — Зуевская и Сталиногорская гЭС.

Быстрое восстановление разрушенных электростанций дало возможность выработать на них в 1950 г. электроэнергии на 40% больше, чем в 1940 г. Как известно, наиболее сильному разрушению подверглись электростанции Донецкого бассейна, Приднепровья и Ростовской области. В данное время все электростанции этих районов не только восстановлены, но их мощность превышает довоенную.

По указанию правительства, лично товарища Сталина особое внимание в истекшей пятилетке было уделено

строительству новых и восстановлению разрушенных гидроэлектростанций. В результате выработка энергии на гидроэлектростанциях увеличилась в 1950 г. по сравнению с довоенным 1940 г. почти в 2,5 раза.

После войны развитие энергетики и восстановление электростанций происходило на базе широкого внедрения передовой совершенной техники.

Советские машиностроительные заводы оказали энергетикам в этом деле неоценимую помощь. Как известно, машиностроители в короткие сроки освоили выпуск мощных паровых турбин в 25, 50 и 100 тыс. *квт* высокого давления с соответствующими котлами и другим оборудованием. Качество отечественных гидротурбин и генераторов, установленных на Днепровской гЭС, превосходит аналогичные американские агрегаты.

За истекшую пятилетку на электростанциях особенно широко начали внедряться автоматика и механизация, а также телеуправление. К концу 1950 г. 68% всей мощности гидроэлектростанций будет полностью автоматизировано.

За последние годы на наших предприятиях внедряется новая, высшая степень автоматизации — телемеханическое управление. С 1949 г. в Министерстве электростанций работает несколько гидроэлектростанций, где полностью отсутствует персонал. Управление и контроль за этими предприятиями ведутся с централизованных диспетчерских пунктов, отстоящих от них на десятки километров. В 1950 г. завершаются полная автоматизация и телеуправление всех электростанций крупной энергетической системы в Узбекистане.

Применение автоматики и механизации на электростанциях увеличило производительность труда в 1950 г. по сравнению с довоенным 1940 г. на 50 %.

Широкое внедрение новой техники, особенно турбин и котлов высокого давления и высоких температур пара, реконструкция действующих электростанций и автоматизация процессов производства позволили электростанциям Министерства снизить расход топлива на выработку электроэнергии. По сравнению с 1940 г. электростанции сократили удельный расход топлива на 9,2 %, за счет чего энергетики сэкономили стране только за один текущий год несколько миллионов тонн топлива.

Решения партии и правительства, принятые по инициативе товарища Сталина, о строительстве гигантских гидроузлов на Волге и Днестре и сооружении Главного Туркменского канала являются новым вкладом в дело мира.

Энергетика страны является материальной базой коммунизма. В решении о сооружении Куйбышевской, Сталинградской и Каховской гидроэлектростанций со всеми оросительными системами,

а также Главного Туркменского канала наш народ видит черты нового коммунистического общества. Только в стране социализма возможен такой размах строительства, направленный на благо трудящихся, на мирное развитие экономики страны.

Эти гигантские стройки должны быть закончены в рекордно короткие сроки, еще не виданные ни в одной капиталистической стране мира.

Если в Америке меньшие объекты сооружаются 15—20 лет и до сих пор не закончены, то Куйбышевская, Сталинградская и Каховская гидроэлектростанции будут сооружены на полную мощность за пять лет.

Советские энергетики твердо помнят указания Ленина и товарища Сталина об особом значении электрификации СССР в великом деле построения коммунистического общества.

Нет сомнений в том, что энергетики Министерства электростанций, вдохновляемые постоянной заботой и поддержкой товарища Сталина, с честью выполнят поставленные перед ними задачи.

(Правда, 27 декабря 1950 г.)



Изменение давления пара в камере регулируемого отбора

Канд. техн. наук П. Н. Шляхин

В отдельных случаях в соответствии с нуждами потребителей оказывается необходимым изменение давления пара в регулируемом отборе. В зависимости от конструкции проточной части турбины и характера теплового процесса в ступенях, изменение давления в отборе может оказаться допустимым или недопустимым по условиям надежности.

Рассмотрим на конкретных примерах условия работы турбины при изменившемся давлении в отборе.

Давление пара в отборе выше расчетного

Повышение давления пара в камере отбора вызовет перераспределение теплопадения в ступенях турбины. Располагаемое теплопадение в ступенях части высокого давления до отбора понизится. Понижение теплопадения произойдет главным образом в последних ступенях части высокого давления. Располагаемое теплопадение в ступенях части низкого давления возрастет.

При сопловом регулировании перепуска пара в части низкого давления теплопадение возрастет в основном на регулирующей ступени части низкого давления. В случае дроссельного регулирования при расчетных расходах пара в части низкого давления теплопадения в ступенях останутся в пределах расчетных значений. Чтобы нагляднее представить влияние повышения давления в отборе, будем рассматривать части высокого и низкого давления как самостоятельные турбины.

На рис. 1 представлен тепловой процесс турбины на is -диаграмме при расчетных параметрах в отборе и максимальных расходах пара. На рис. 2,а показан тепловой процесс части высокого давления турбины при расчетном $p_{рег}$ и повышенном $p'_{рег}$ «противодавлениях». При наличии всех ступеней турбины теплопадения на последних ступенях части высокого давления понизятся. Реактивность на этих ступенях возрастет. Составляющая осевого усилия на упорный подшипник от реактивности также увеличится. Возрастут напряжения в болтах и фланцах камеры отбора.

На рис. 2,б представлен тепловой процесс в части низкого давления турбины на is -диаграмме при расчетных параметрах и повышенном давлении в отборе.

Возможность работы турбины с повышенным давлением в отборе для различных конструкций турбин решается по-разному. Болты и фланцы камеры отбора турбины имеют обычно запасы прочности. Надежность работы болтов и фланцев турбины при повышении давления в отборе в ряде случаев не вызывает опасений. Однако в отдельных случаях, как, например, в случае осуществления отбора из камеры регулирующей ступени могут возникнуть опасения. В большинстве случаев можно считать допустимым повышение давления в отборе на $1-3 ат$, если отбор

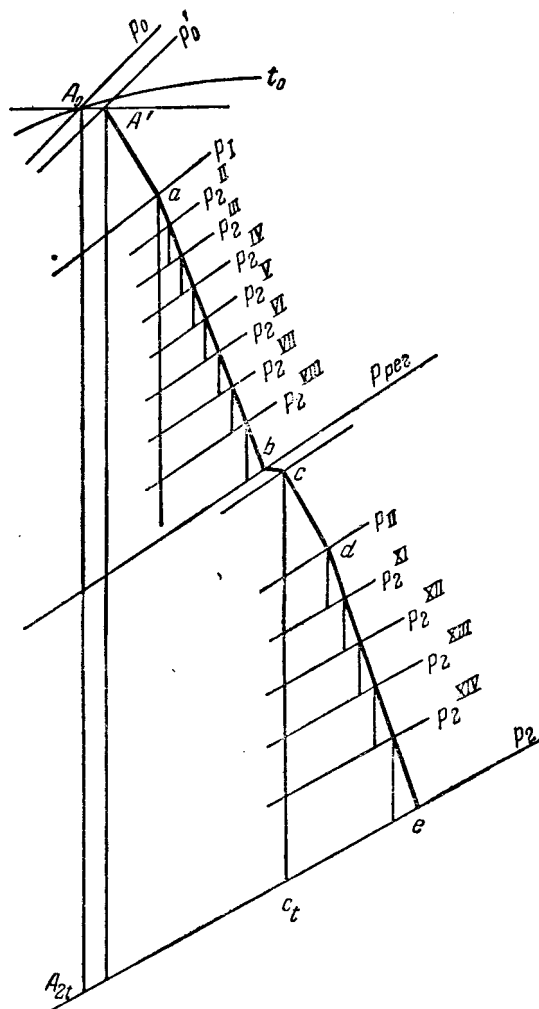


Рис. 1. Тепловой процесс турбины на is -диаграмме при расчетных параметрах в отборе и максимальных расходах пара.

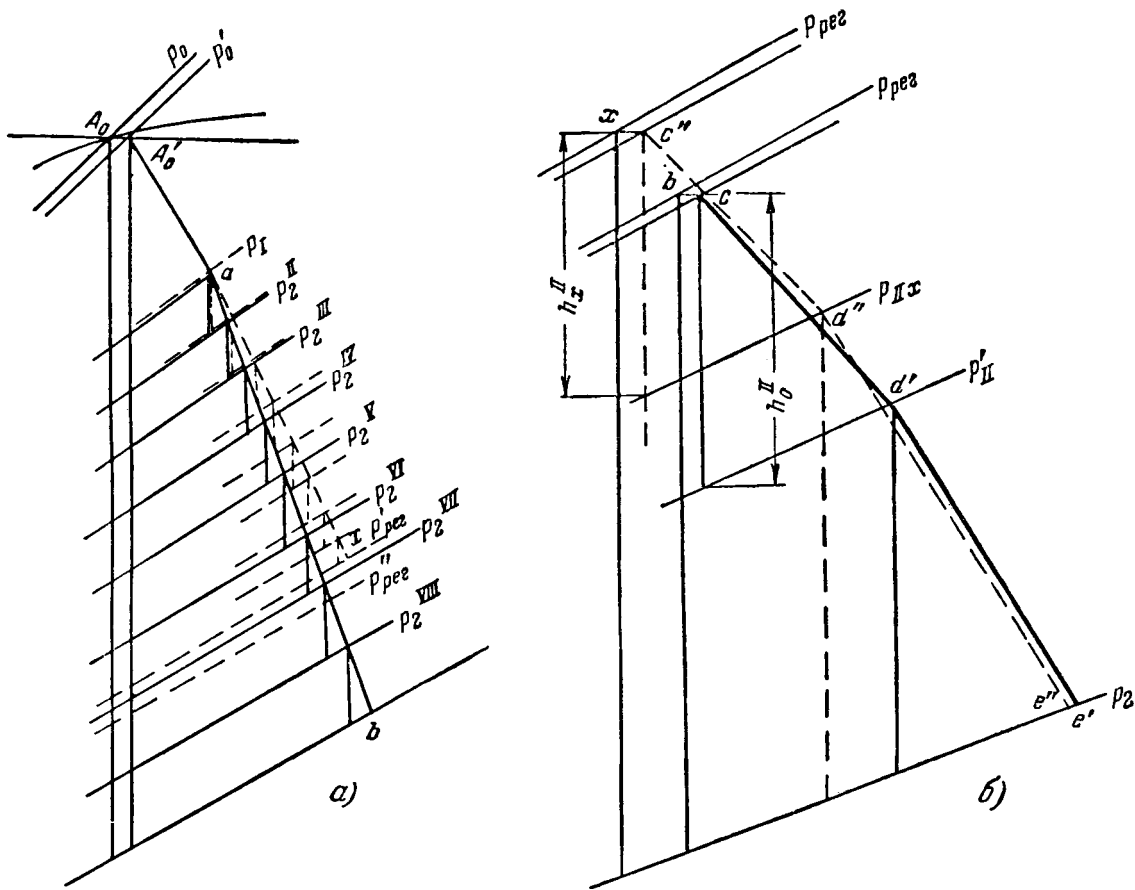


Рис. 2. Тепловой процесс при расчетных параметрах и повышенном давлении в отборе.
 а—в части высокого давления; б—в части низкого давления.

осуществлен из промежуточной ступени турбины. Однако в тех случаях, когда толщина фланцев и диаметр болтов в пределах камеры отбора меньше таковых в головной части цилиндра высокого давления, и при осуществлении отбора из камеры регулирующей ступени, необходимо проверить расчетом прочность болтов и фланцев.

Осевое усилие на упорный подшипник при повышении давления в отборе в основном зависит от конструкции проточной части турбины и в ряде случаев может оказаться недопустимо большим. Условия работы упорного подшипника при повышенном давлении в отборе рассмотрены ниже.

Турбина одноцилиндровая активного типа без уступов ротора

На рис. 3,а представлена часть ротора турбины без уступов в камере отбора и в лабиринтовом уплотнении со стороны высокого давления. Повышение давления в камере отбора вызовет понижение теплопадения в предшествующих отбору ступенях и, как результат, увеличение реактивности и осевого усилия на упорный подшипник. Чтобы не допустить перегрузки упорного подшипника, появляется необходимость удалить лишние ступени, предшествующие отбору. Количество удаляемых ступеней определяется расчетом двух-трех ступеней, предшествующих отбору. Расчетное давление пара за рабочими лопатками, оставшейся последней перед отбором ступени, должно быть равно или несколько меньше, по-

вышенного давления в отборе. В противном случае будут перегружаться рабочие лопатки и диафрагма ступени перед отбором.

Турбина одноцилиндровая активного типа с уступами ротора

На рис. 3,б показана часть ротора турбины с уступами в камере отбора и лабиринтовом уплотнении со стороны высокого давления. Повышение давления отбора вызовет изменение осевого усилия на ротор из-за изменения реактивности на лопатках и наличия уступов.

Изменение осевого усилия можно определить по формуле:

$$\Delta R_1 = \frac{\pi}{4} [(d_y^2 - d_0^2) (p_1' - p_1) - (d_y^2 - d_1^2) \times \\ \times (p_k' - p_k) - (d_1^2 - d_2^2) (p_{рез}' - p_{рез}) + \\ + (d_3^2 - d_2^2) (p_{к2}' - p_{к2})] \pm \Delta R_p, \quad (1)$$

где

d_0, d_1, d_2, d_3 и d_y — диаметры, определяющие уступы ротора;

p_1, p_1' — давления пара в камере (m)

отсоса из уплотнений для сравниваемых режимов, соответственно, при нормальном и повышенном давлении в отборе;

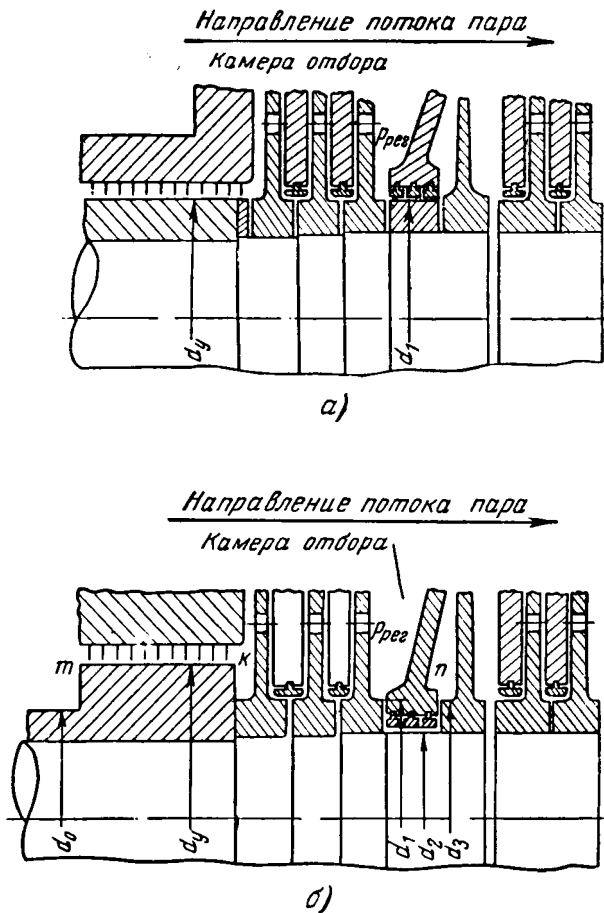


Рис. 3. Ротор турбины.

а—без уступов в камере отбора; б—с уступом в камере отбора.

- p_k, p'_k — давления пара в камере k для сравниваемых режимов соответственно, при нормальном и повышенном давлениях в отборе;
- $p_{рег}, p'_{рег}$ — давления пара в камере отбора, нормальное и повышенное;
- $p_{к2}, p'_{к2}$ — давление пара в камере n для сравниваемых режимов соответственно при нормальном и повышенном давлениях в отборе;
- ΔR_p — изменение осевого усилия от изменения реактивности на лопатках для сравниваемых режимов.

В формуле (1) для осевых усилий в направлении потока пара в турбине принят знак плюс, а для противоположных минус.

В зависимости от величины изменения давления пара в отборе значение ΔR_p может равняться нулю, быть положительным или отрицательным. При ΔR_p положительном упорный подшипник будет дополнительно перегружаться, а при ΔR_p отрицательном — разгружаться. Расчетное определение величины ΔR_p чрезвычайно громоздко.

Поэтому составляющую осевого усилия ΔR_p рекомендуется исключить при предварительном рассмотрении условий работы упорного подшипника. Тогда по формуле (1) без члена ΔR_p легко подсчитать изменение осевого усилия на ротор при повышении давления в отборе.

Если в результате предварительного расчета окажется что изменение осевого усилия, полученное по формуле (1), близко к нулю, то достаточно будет удалить лишние ступени, предшествующие камере отбора, и работа упорного подшипника будет надежной.

В случае значительного увеличения удельного давления на упорный подшипник (увеличение на $3 \div 5 \text{ кг/см}^2$) даже удаление лишних ступеней не обеспечит надежности работы упорного подшипника.

При значительном снижении удельного давления на упорный подшипник, например на $(2 \div 3) \text{ кг/см}^2$, можно удалить только часть лишних ступеней или совершенно не удалять их.

Необходимое число удаляемых ступеней можно определить на основании предварительной оценки распределения теплопадения на ступенях.

Пример. Давление пара в отборе повышается с 2,0 до 3,5 *ата*. Давление пара в камере регулирующей ступени при максимальном расходе пара через части высокого давления и расчетном давлении в отборе равно 16 *ата*. В части высокого давления турбины имеется пять ступеней давления с постоянными средними диаметрами.

С достаточной точностью можно считать, что теплопадения в ступенях равны. При коэффициенте возврата тепла 5%, теплопадение на ступень равно 23,1 *ккал/кг*. Давления пара в ступенях соответственно равны:

$$p_2^I, p_2^{II}, p_2^{III}, p_2^{IV} \text{ и } p_{рег} \text{ (рис. 4).}$$

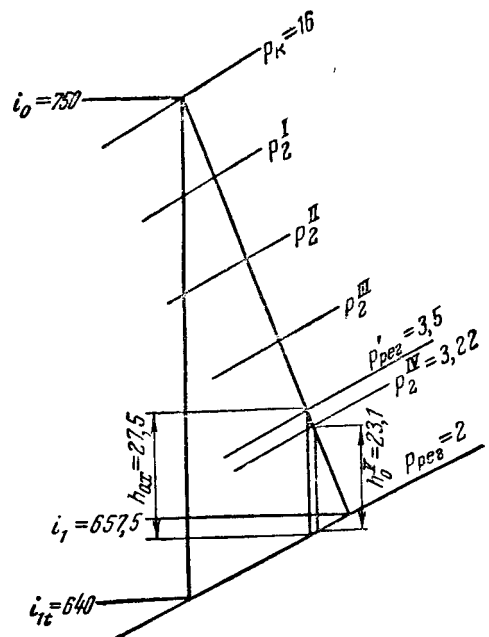


Рис. 4. Тепловой процесс на *is*-диаграмме для ступеней давления части высокого давления.

Если удалить пятую ступень, то расчетное давление в отборе будет 3,22 *ата*. При повышении давления в отборе до 3,5 *ата* нет оснований ожидать увеличения осевого усилия за счет изменения ΔR_p . Удаление ступени при повышении давления в отборе целесообразно также по условиям экономичности турбины.

Из анализа рассмотренных случаев можно прийти к следующим основным заключениям.

1. Если удалить лишние ступени перед отбором, то будем иметь $p'_k = p_k$ и $\Delta R_p = 0$. Тогда формула (1) примет вид

$$\Delta R_1 = \frac{\pi}{4} [(d_y^2 - d_0^2)(p'_1 - p_1) - (d_1^2 - d_2^2) \times \\ \times (p'_{pez} - p_{pez}) + (d_3^2 - d_2^2)(p'_{k2} - p_{k2})]. \quad (1a)$$

При равенстве $p'_1 = p_1$ формула (1a) принимает более простой вид

$$\Delta R_1 = \frac{\pi}{4} [(d_3^2 - d_2^2)(p'_{k2} - p_{k2}) - (d_1^2 - d_2^2) \times \\ \times (p'_{pez} - p_{pez})]. \quad (16)$$

При минимальном расходе пара через части низкого давления¹, давление p'_{k2} можно определить по формуле

$$p'_{k2} = p_{k2} \frac{p'_{pez}}{p_{pez}} \sqrt{\frac{T_{pez}}{T'_{pez}}}, \quad (2)$$

где T_{pez} , T'_{pez} — абсолютные температуры пара в камере регулируемой ступени при нормальном и повышенном давлении в отборе;

p_{k2} — должно быть известно из данных эксплуатации.

Все величины, входящие в формулы (1a) и (16), определяются и не представляется затруднений оценить изменение осевого усилия на упорный подшипник.

Если не удалять лишних ступеней перед отбором, то допускать повышение давления в отборе без детальных просчетов осевого усилия чрезвычайно рискованно.

2. В случае осуществления отбора пара из камеры регулирующей ступени при $d_y > d_1$ (рис. 3, б) и $p'_1 = p_1$, возможна даже частичная разгрузка упорного подшипника при повышенном давлении в отборе, т. е. уменьшение осевого усилия по ходу пара.

При $d_y = d_1$ возможно повышение осевого давления только за счет увеличения реактивности на лопатках регулирующей ступени.

При $d_y < d_1$ повышение давления в камере отбора может вызвать существенное увеличение

осевого усилия. В этом случае нельзя допускать повышение давления в отборе без выполнения соответствующих детальных просчетов.

Турбина двухцилиндровая активного типа без уступов в камере отбора и лабиринтовом уплотнении высокого давления

Если отсутствуют уступы ротора в камере отбора и в уплотнениях высокого давления и удалены лишние ступени, то повышать давление в отборе допустимо без выполнения расчетов осевого усилия. Количество удаляемых ступеней определяется так же, как и в предыдущих случаях пп. 1 и 2.

Только для маломощных турбин, ступени которых работают с отрицательной реактивностью (с незаполнением сечений рабочих лопаток), эксплуатационный режим с повышенным давлением в отборе может оказаться допустимым для работы упорного подшипника даже при сохранении всех ступеней. Однако и в данном случае по условиям экономичности также целесообразно удалить лишние ступени.

Турбина двухцилиндровая активного типа с уступами ротора высокого давления

В турбине активного типа наличие уступа ротора только в камере отбора (выхлопная часть цилиндра высокого давления) будет способствовать разгрузке упорного подшипника при повышении давления отбора. В этом случае при удалении лишних ступеней, предшествующих отбору, упорный подшипник будет частично разгружаться. Разгрузка подшипника будет тем больше, чем больше разница между диаметрами втулки диска d_n последней ступени цилиндра высокого давления и втулки лабиринтового уплотнения (d_s) со стороны низкого давления цилиндра высокого давления.

При $d_n = d_s$ и $d_y \neq d_1 \neq d_0$ упорный подшипник ротора высокого давления может или перегружаться или частично разгружаться при повышении давления в отборе.

Рассмотрим возможные случаи конструкций ротора высокого давления.

1. При $d_n = d_s$, $d_y \neq d_1$ и $d_y > d_0$, если удалить лишние ступени так, чтобы расчетное давление за оставшейся ступенью равнялось повышенному давлению в отборе, то давление пара в камере k для сравниваемых режимов останется неизменным. Поэтому изменение осевого усилия будет зависеть только от давления пара в камере m . Если камера m соединена с выхлопной частью цилиндра высокого давления, то осевое усилие на подшипник возрастет на величину

$$\Delta R_2 = \frac{\pi}{4} (d_y^2 - d_0^2) (p'_{pez} - p_{pez}) - \Delta R'_p, \quad (3)$$

где $\Delta R'_p$ — составляющая осевого усилия от реактивности на рабочих лопатках разлопаченных дисков.

¹ При неизменном минимальном сечении перепускного клапана.

Если давление в камере отсоса m не изменяется, то осевое усилие на упорный подшипник в случае удаления ступени не увеличится, а даже понизится на величину $\Delta R'_p$. Таким образом, в этом случае повышение давления в отборе допустимо без расчетов осевого усилия.

2. При $d_n > d_0$, $d_y \neq d_1$ и $d_y > d_0$ ступень также удалена и камера отсоса соединена с выхлопной частью цилиндра высокого давления. Изменение осевых усилий можно определить по формуле

$$\Delta R_3 = \frac{\pi}{4} [(d_y^2 - d_0^2)(p'_{pez} - p_{pez}) - (d_n^2 - d_0^2) \times (p'_{pez} - p_{pez})] - \Delta R'_p \quad (4)$$

При $d_y = d_n$ и $d_0 = d_0$ двучлен в квадратных скобках равен нулю и в этом случае упорный подшипник будет разгружаться на величину $\Delta R'_p$.

Если в камере отсоса m давление остается неизменным при повышении давления в отборе, то упорный подшипник будет разгружаться на величину

$$\Delta R_4 = \frac{\pi}{4} (d_n^2 - d_0^2)(p'_{pez} - p_{pez}) + \Delta R'_p \quad (4a)$$

Из формул (3), (4) и (4a) следует, что подсчет изменения осевого усилия при повышении давления в отборе легко выполняется. При этом для активных турбин членом $\Delta R'_p$ можно пренебрегать, так как на величину $\Delta R'_p$ будет частично разгружаться упорный подшипник.

3. При наличии уступов ротора в промежуточных ступенях турбины проверка надежности работы упорного подшипника значительно усложняется при оставлении в работе всех ступеней. В этом случае осевое давление будет возрастать при уступах ротора с возрастающими диаметрами их по ходу пара и понижаться при уменьшении их диаметров. При этом давления пара в местах уступов и камере k будут расти, может увеличиться также и реактивность на лопатках. В этом случае без выполнения поверочных расчетов невозможно оценить работу упорного подшипника.

Если $d_n = d_0$ и давление в камере m не меняется, то целесообразно удалить лишние ступени. Тогда упорный подшипник будет частично разгружаться за счет величины $\Delta R'_p$ на лопатках удаленных ступеней, и работу турбины можно будет допустить с повышенным давлением пара в отборе без выполнения поверочных расчетов осевого усилия. Поэтому не удалять ступени целесообразно только в отдельных случаях, а именно: при $d_n > d_0$ или $d_n > d_0$ и $d_y > d_1$, неизменном давлении пара в камере отсоса m и когда разгрузка подшипника получается настолько большой, что осевое усилие ротора становится направленным против потока пара в турбине, что недопустимо для упорного подшипника одностороннего действия.

На рис. 5 показана схема турбины указанного типа с ротором, имеющим разгрузочный поршень и уступ в части низкого давления.

Повышение давления в отборе при наличии всех ступеней вызовет повышение давления в ступенях части высокого давления и в камере k . Разгрузочный поршень при повышении давления в камере k снизит осевое усилие, если при этом давление в камере m останется неизменным. С другой стороны, повышение давлений в промежуточных ступенях части высокого давления может привести к увеличению составляющей осевого усилия от перепада давлений на лопатках. Оценить общее изменение осевого усилия без выполнения детального расчета не представляется возможным.

В случаях удаления лишних ступеней перед отбором давление в камере k для расчетного режима можно считать неизменным. При этом условии в случае соединения камеры m с выхлопным патрубком турбины составляющая осевого усилия на разгрузочный поршень не изменится, а осевое усилие от перепада давления на лопатках уменьшается. Снижение осевого усилия в направлении потока пара можно определить по формуле

$$\Delta R_3 = \frac{\pi}{8} \sum (d_n^2 - d_1^2)(p_1 - p_2), \quad (5)$$

где d_n — диаметры по вершинам лопаток;
 p_1 , p_2 — давления пара перед направляющими и за рабочими лопатками ступени.

Пример. Для ротора турбины по типу, изображенному на рис. 5 выполнен подсчет снижения осевого усилия на упорный подшипник при повышении давления в отборе с 3,0 до 4,5 ата и неизменном давлении пара в камере m .

При этом с ротора части высокого давления удалены три последних ступени.

Геометрические размеры ротора: $d_0 = 270$ мм; $d_n = 700$ мм; $d_1 = 600$ мм; $d_2 = 800$ мм; $d_n = 780, 790$ и 800 мм (диаметры по вершинам лопаток трех снятых с ротора ступеней).

Давление пара в камере k при максимальном расходе пара и удалении трех лишних ступеней перед отбором остается таким же, как и при нормальных условиях работы турбины.

Снижение осевого усилия, подсчитанное по формуле (5),

$$\Delta R_3 = 1550 \text{ кг.}$$

Осевое усилие на ротор в части низкого давления, как будет показано ниже, при повышении давления в отборе будет оставаться неизменным для сравниваемых режимов работы турбины. Удельное давление на упорный подшипник при наличии разгрузочного поршня на роторе в нормальных условиях работы турбины обычно невелико. Поэтому повышение давления в отборе в случае удаления лишних ступеней может иногда полностью разгрузить упорный подшипник или даже изменить направление осевого усилия.

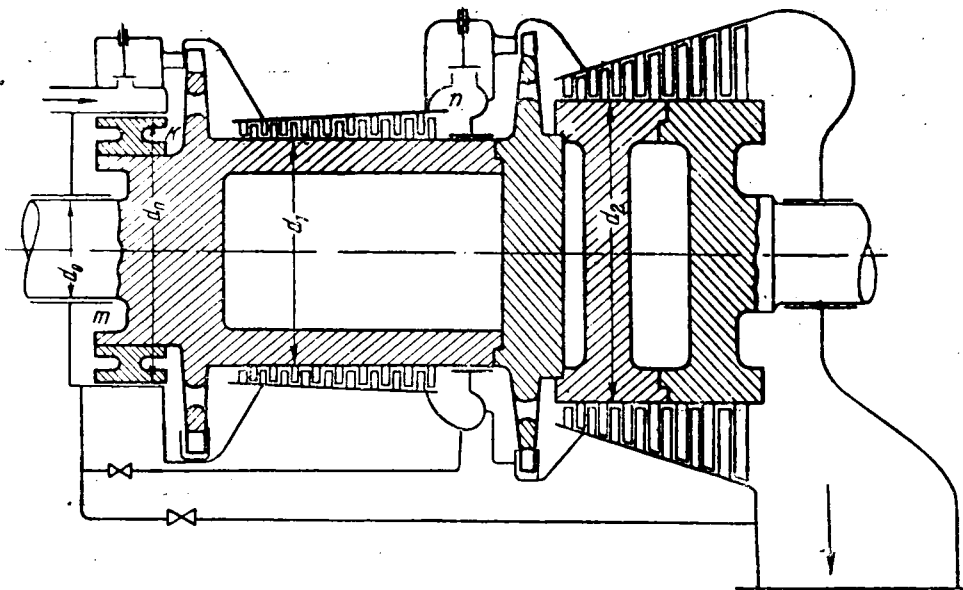


Рис. 5. Схема турбины активно-реактивного типа с ротором, имеющим разгрузочный поршень и уступ в части низкого давления.

В таких случаях целесообразно совсем не удалять лишние ступени или удалить вместо, например, трех одну или две ступени. При этом необходимо произвести проверочные расчеты.

Работа части низкого давления турбины при повышенном давлении в отборе

При повышенном давлении в отборе и максимально допустимом расходе пара через части низкого давления, независимо от типа турбины, напряжения в лопатках и диафрагмах части низкого давления не увеличатся по сравнению с расчетными значениями.

Составляющая осевого усилия на ротор части низкого давления при указанном условии также не повысится. Чтобы не перегрузить упорный подшипник, лопатки, а для активных турбин и диафрагмы, нужно ограничить расход через части низкого давления.

При сопловом регулировании пропуск пара ограничивается закрытием лишних сопловых каналов. Количество сопловых каналов, подлежащих закрытию, определяется по формуле

$$\Delta z = z_0 \left(1 - \sqrt{\frac{p_{pez} v'_{pez}}{p'_{pez} v_{pez}}} \right) \approx z_0 \times \left(1 - \frac{p_{pez}}{p'_{pez}} \sqrt{\frac{T'_{pez}}{T_{pez}}} \right)^* \quad (6)$$

где v_{pez} , v'_{pez} — удельный объем пара в камере отбора при нормальном и повышенном давлениях;

* См. статью автора „Работа паровой турбины при давлении пара выше расчетного“. „Электрические станции“, № 6, 1949 г.

T_{pez} , T'_{pez} — абсолютные температуры пара в камере отбора при нормальном и повышенном давлениях;

z_0 — число сопловых каналов регулирующей ступени части низкого давления.

Сопловые каналы должны заглушаться в группе, обслуживаемой последним по порядку регулирующим клапаном, и ни в коем случае не в первой группе сопел.

При дроссельном регулировании ограничение пара в части низкого давления осуществляется ограничением подъема дроссельного клапана. При этом подъем дроссельного клапана должен быть так ограничен, чтобы расход пара через части низкого давления не превышал расчетной величины. Ограничение подъема клапана можно определить по давлению пара в промежуточной ступени части низкого давления. Давление пара в промежуточной ступени при максимально допустимом подъеме клапана должно быть не выше, чем при конденсационном режиме для максимального расхода пара через часть низкого давления.

В случае соплового перепуска пара посредством регулирующих клапанов нужно установить новую перекрышу. При определении перекрыши нужно, чтобы:

$$h_x^{\text{II}} \leq h_0^{\text{II}} \sqrt{\frac{p_{pez} v'_{pez}}{p_{pez} v_{pez}}} \leq h_0^{\text{II}} \frac{p_{pez}}{p'_{pez}} \sqrt{\frac{T'_{pez}}{T_{pez}}} \quad (7)$$

где h_0^{II} — располагаемое теплопадение в соплах регулирующей ступени в момент начала открытия второго группового клапана (см. рис. 2,б).

При сопловом регулировании в случае поворотной диафрагмы обычно при крайнем на за-

крытие положения диафрагмы одно или два сопла остаются открытыми. В этом случае желательно увеличить вырез в поворотной диафрагме с таким расчетом, чтобы при ее крайнем положении было открыто на одно, два сопла больше.

Для турбины при отборе пара из промежуточной ступени цилиндра повышение давления в отборе вызовет дополнительные напряжения и прогиб диафрагмы, разделяющей часть высокого и часть низкого давлений турбины. Поэтому при повышении давления в отборе необходимо произвести поверочные расчеты на прочность этой диафрагмы или обеспечить расчетный перепад давления на нее посредством увеличения минимального пропуска пара в часть низкого давления.

Надо также иметь в виду, что мощность сервомотора может оказаться недостаточной при повышении давления в отборе, особенно, если регулирование пара в части низкого давления осуществляется поворотной диафрагмой.

Давление пара в отборе ниже расчетного

Работа части высокого давления турбины при понижении давления в отборе аналогична работе противодавленческой турбины с пониженным противодавлением. Работа части низкого давления при этом аналогична работе конденсационной турбины с пониженным давлением свежего пара.

Таким образом, понижение давления в отборе без соответствующего снижения расхода пара через часть высокого давления вызовет перегрузку рабочих лопаток и диафрагмы ступени, предшествующей отбору. Чтобы не перегрузить лопатки этой ступени необходимо обеспечить условие:

$$G_0 h_0 \eta_{0,x} = G_x h_{0,x} \eta_{0,x}^{**}, \quad (8)$$

где G_0 — максимально допустимый секундный расход пара через ступень, предшествующую камере отбора;

$h_0, \eta_{0,x}$ — расчетное теплопадение и к. п. д. на венце этой ступени;

G_x — максимально допустимый расход пара через ступень при работе турбины с пониженным давлением в отборе;

$h_{0,x}$ — максимально допустимое теплопадение на этой ступени;

$\eta_{0,x}$ — к. п. д. на венце ступени при пониженном давлении в отборе.

С достаточной точностью можно принять, что $\eta_{0,x} \approx \eta_{0,x}$.

Тогда условие (8) будет иметь вид:

$$G_0 h_0 = G_x h_{0,x}. \quad (8a)$$

Для активной ступени можно написать:

$$h_0 = \frac{c_1^2}{(91,5\varphi)^2} = \frac{G_0^2 v_1^2}{(91,5\varphi)^2 f_1^2}, \quad (9)$$

** См. сноску *.

и

$$h_{0,x} = \frac{c_{1x}^2}{(91,5\varphi)^2} = \frac{G_x^2 v_{1x}^2}{(91,5\varphi)^2 f_1^2}, \quad (9a)$$

где c_1, v_1 — удельный объем и скорость пара по выходе из сопел при расчетном режиме;

c_{1x}, v_{1x} — удельный объем и скорость пара по выходе из сопел при пониженном давлении;

f_1 — выходное сечение сопел.

Подставляя в уравнение (8a) вместо h_0 и $h_{0,x}$ их значения из (9) и (9a), получим:

$$G_0^3 v_1^2 = G_x^3 v_{1x}^2. \quad (10)$$

Из формулы (10) находим максимально допустимый расход пара через части высокого давления при пониженном давлении пара в отборе

$$G_x = G_0 \sqrt[3]{\frac{v_1^2}{v_{1x}^2} \kappa_2 / \text{сек.}} \quad (11)$$

Соотношение (11) вполне справедливо для ступеней, работающих с некоторой реактивностью, и приемлемо также для реактивных турбин.

Детальные расчеты показывают, что при определяемом по формуле (11) расходе пара через части высокого давления турбины перепад давления на диафрагму, предшествующую отбору, не превышает расчетного значения, а также обеспечиваются условия прочности лопаток ступени, предшествующей отбору, при работе с пониженным давлением в отборе.

При понижении давления в отборе, кроме ограничения пропуска пара через часть высокого давления, обусловленного приведенными выше требованиями, нужно удостовериться в надежности работы упорного подшипника.

Если уступы ротора отсутствуют, как это представлено на рис. 3,а, то нет оснований опасаться за работу упорного подшипника.

При $d_y < d_1$ и отсутствии уступа в камере отбора осевое усилие при понижении давления в отборе будет уменьшаться. Понижение давления в отборе в этом случае допустимо [при снижении расхода пара через часть высокого давления в соответствии с формулой (11)] без поверочных расчетов осевого усилия.

Только при $d_y > d_1$ осевое усилие в отдельных случаях может возрасти особенно при наличии уступа в камере отбора. В этом случае целесообразно выполнить поверочный расчет и удостовериться в надежности работы упорного подшипника.

Если в камере отбора и уплотнений высокого давления (рис. 3,б) имеются уступы ротора, а в промежуточных ступенях они отсутствуют, то при понижении давления в отборе осевое усилие может возрасти. Увеличение осевого усилия на

ротор в этом случае можно определить по формуле

$$\Delta R'_y = \frac{\pi}{4} [(d_1^2 - d_2^2)(p_{pez} - p'_{pez}) + (d_y^2 - d_1^2) \times \\ \times (p_k - p'_k) - (d_3^2 - d_2^2)(p_{k2} - p'_{k2})] \pm \Delta R_p, \quad (12)$$

где d_y, d_1, d_2 и d_3 — диаметры ротора (рис. 3, б);

p_k, p'_k — давления пара в камере регулирующей ступени при расчетном и пониженном давлениях в отборе;

p_{k2}, p'_{k2} — давление пара в камере (n) при расчетном и пониженном давлениях в отборе.

ΔR_p — изменение осевого усилия от реактивности.

Для активных турбин с небольшой степенью реактивности при наличии разгрузочных отверстий в дисках составляющая ΔR_p не может оказать существенного влияния на величину осевого усилия. С понижением давления в отборе и уменьшением расхода пара через турбину изменение осевого усилия в основном будет зависеть только от наличия уступов ротора. Поэтому понижать давление пара в отборе турбины, ротор которой выполнен по типу рис. 3, б, без соответствующих расчетов нельзя. Из формулы (12) следует, что случай, когда $d_y \leq d_1$, более благоприятен для работы упорного подшипника по сравнению с $d_y > d_1$. Однако и при этом нужно удостовериться в надежности работы упорного подшипника путем соответствующих подсчетов. Рассмотренные примеры не исчерпывают всех возможных случаев.

Выводы

1. При повышении или понижении давления в отборе нужно обеспечить расчетные условия

работы для лопаток регулирующих ступеней, лопаток и диафрагмы ступени предшествующей отбору, а также упорного подшипника. В случаях, когда по конструктивным особенностям турбины не представляется возможным сохранить расчетные условия работы, для перечисленных деталей необходимо произвести поверочные расчеты на прочность.

2. Без соответствующего тщательного анализа условий работы перечисленных выше деталей турбины и без выполнения необходимых мероприятий, обеспечивающих их надежность, нельзя повышать или понижать давление в регулируемом отборе.

3. При дроссельном перепуске пара в части низкого давления в случае перехода с отборного режима при повышенном давлении в отборе на режим конденсационный нужно учитывать следующие особенности:

а) если лишние ступени перед отбором были удалены, то при конденсационном режиме должен быть ограничен подъем дроссельного клапана;

б) если ступени не удалены, то при конденсационном режиме можно снять ограничитель хода у дроссельного клапана.

В первом случае мощность турбины будет ниже расчетной и режим менее экономичным, во втором — мощность равна расчетной.

4. При сопловом перепуске пара в части низкого давления в случае удаления лишних ступеней перед отбором необходимо заглушить часть сопел. Если ступени перед отбором не удаляются, то лишние сопловые каналы заглушать не следует, но надо ограничить поворот сервомотора или подъем последнего группового клапана. В этом случае при переходе с отборного режима работы турбины на конденсационный нужно ограничение снять.



ПОПРАВКА

В № 12 «Электрические станции» за 1950 г. в статье инж. А. Л. Бычковского и инж. М. Н. Шашина «Устранение разверки температур в перегревателях котельных агрегатов высокого давления» рис. 8 (стр. 13), по разъяснению авторов, построен по данным работ инж. Г. А. Бургвиц и инж. И. Е. Дубровского в ЦКТИ (1949 г.).

Экономический вакуум для паротурбинных установок с центральной насосной

Канд. техн. наук И. К. Гришук

Электрические станции Советского Союза имеют сильно различающиеся между собой схемы проточного водоснабжения. На некоторых из них конденсационные установки снабжены двумя индивидуальными циркуляционными насосами с постоянным числом оборотов. Для таких установок методика определения режима экономически наиболее выгодного вакуума довольно подробно освещена в работах ВТИ и Оргрэс¹. Не меньшее распространение имеют электростанции, где две турбины обслуживаются пятью циркуляционными насосами, и электростанции с центральной насосной с числом циркуляционных насосов, как правило, более двух. Наконец, в ближайшее время, по видимому, найдут применение двухскоростные электродвигатели, что еще больше увеличит число возможных режимов работы насосов с различной подачей охлаждающей воды.

Для перечисленных схем включения циркуляционных насосов упомянутая методика установления режима наиболее выгодного вакуума может быть использована только при внесении в нее существенных изменений.

Для определения экономического вакуума по методу, в основном разработанному Оргрэс, сначала устанавливают расчетным или опытным путем характеристику конденсационного устройства — зависимость между давлением конденсируемого пара, паровой нагрузкой и температурой охлаждающей воды при различном числе включенных насосов; затем, с помощью проверенных ваттметров определяют мощность P_n , потребляемую электродвигателями для привода циркуляционных насосов при всех возможных комбинациях их включения, и на основании проведенных измерений — изменение мощности ΔP_n по отношению к значению мощности для комбинации насосов с наименьшей подачей охлаждающей воды.

По сетке кривых изменения мощности турбины в зависимости от давления отработавшего пара p_2 и давления в контрольной ступени p_k уста-

навливают для ряда значений p_k — приращение мощности $\Delta P'$, $\Delta P'' \dots$ при изменении давления в конденсаторе от p_2^0 до p_2' , от p_2^0 до p_2'' и т. д., где p_2^0 — давление в конденсаторе при включении комбинации насосов с наименьшей подачей охлаждающей воды, а p_2' , $p_2'' \dots$ — то же при включении последующих комбинаций насосов.

Далее, на так называемом рабочем графике (рис. 1) производится сопоставление $\Delta P'$, $\Delta P'' \dots$ при различных значениях p_k и соответствующие им изменения $\Delta P'_k$, $\Delta P''_k \dots$ для всех возможных комбинаций включения насосов. Точки *a*, *b* и т. д., в которых приращение мощности турбины равно увеличению затраты мощности на привод циркуляционных насосов, должны соответствовать моменту перехода с одной комбинации включения насосов на другую.

Справедливость применения рассматриваемого метода при наличии двух циркуляционных насосов, обслуживающих отдельную турбину, не вызывает сомнений. При наличии же трех насосов третий насос должен быть включен не при давлении в контрольной степени $p_{k, б}$ (точка *b*), а при более высоких значениях p_k .

Действительно, в точке *b* при работе с двумя насосами имеется выигрыш мощности $\Delta P_б$ при включении же при этом значении $p_{k, б}$ третьего насоса приращение мощности турбины равно затрате мощности на привод циркуляционных насосов, а следовательно, выигрыш мощности будет равен нулю. Поэтому включение третьего насоса следует произвести при $p_k = p_{k, б_1}$, для которого справедливо равенство:

$$\Delta P_2 = \Delta P_3,$$

где ΔP_2 и ΔP_3 — выигрыш мощности при $p_k = p_{k, б_1}$, и работе соответственно с двумя и тремя циркуляционными насосами.

Кривая $\Delta P''$ протекает более круто, нежели кривая $\Delta P'$, поэтому при дальнейшем увеличе-

¹ Г. И. Шувалов, К вопросу об экономическом вакууме в паротурбинных установках, „Теплосиловое хозяйство“, № 2, 1941 г.; Оргрэс, Методика определения режима наиболее выгодного вакуума в паротурбинных установках. ГЭИ, М.—Л., 1941 г.

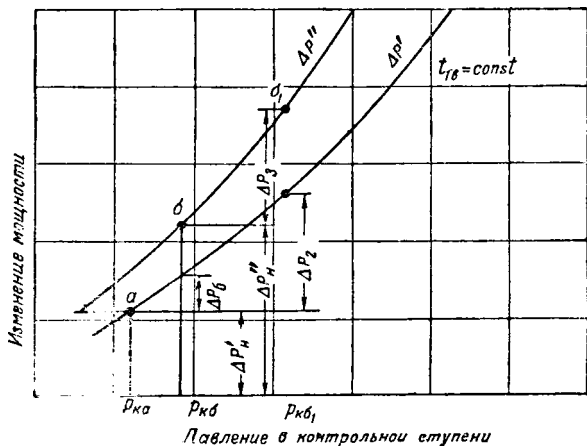


Рис. 1. Рабочий график (построение по методу Орггрэс). t_{16} — температура охлаждающей воды перед конденсатором.

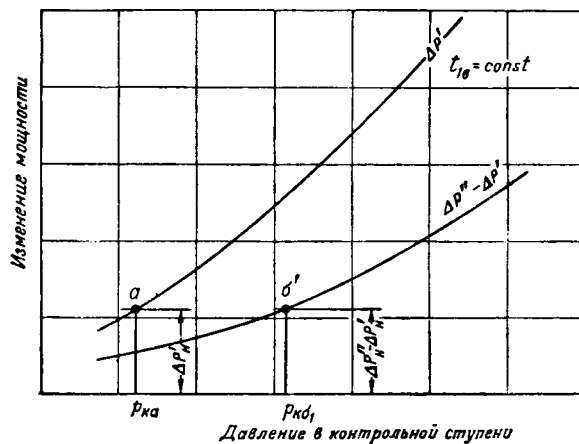


Рис. 2. Рабочий график (построение по методу ВТИ).

нии P_k выигрыш в мощности при работе с тремя циркуляционными насосами будет возрастать.

Установление момента включения третьего насоса может быть значительно упрощено, если приращение мощности турбины производить по отношению к мощности турбины при работе двух насосов и, соответственно, увеличение затраты мощности для привода циркуляционных насосов также производить по отношению к мощности, потребляемой двумя циркуляционными насосами. В этом случае третий насос должен быть включен при значении $P_{кб}$, для которого при данной температуре охлаждающей воды выигрыш мощности за счет углубления вакуума становится равным затрате мощности на привод третьего насоса (рис. 2).

Точно таким же образом устанавливаются моменты перехода на любое число насосов, если только приращение мощности турбины и увеличение затраты мощности для привода циркуляционных насосов производится по отношению к мощности турбины при работе на предыдущей комбинации циркуляционных насосов.

Рассмотренная уточненная методика включения циркуляционных насосов, когда каждый из конденсаторов снабжается водой от двух или трех насосов с постоянным или переменным числом оборотов, с успехом может быть распространена и на конденсационные установки, обслуживаемые центральной береговой насосной с любым числом насосов. Однако в этом случае необходимо дополнительно осветить ряд вопросов.

При работе насосов на общий водовод возникает довольно сложная задача наиболее выгодного распределения охлаждающей воды между конденсаторами турбин. Точное решение этой задачи требует проведения ряда дополнительных измерений, на основании которых с помощью задвижек может быть осуществлено рациональное распределение охлаждающей воды между конденсаторами в зависимости от их паровой нагрузки. Однако в проведении такой работы в большинстве случаев нет необходимости.

Как показали опыты ВТИ (Г. И. Шувалов), наиболее целесообразным является режим рабо-

ты, когда циркуляционная трасса оказывает минимальное сопротивление потоку охлаждающей воды, что, как известно, имеет место при полностью открытых задвижках на главном водоводе и перед конденсаторами. Любое прикрытие задвижек повышает сопротивление трассы и, как правило, приводит к уменьшению суммарной подачи воды насосной. Поэтому искусственное изменение вакуума в конденсаторах при различной степени их загрузки или различном состоянии (в отношении воздушной плотности или чистоты охлаждающей поверхности) за счет уменьшения или увеличения количества охлаждающей воды в большинстве случаев оказывается невыгодным.

Другой особенностью установления режима экономического вакуума при наличии центральной насосной является составление графика пуска и остановки циркуляционных насосов в зависимости от температуры охлаждающей воды и суммарной паровой нагрузки конденсаторов.

При наличии на электростанции графика распределения нагрузки между турбинами² можно в большинстве случаев построить один или, с учетом остановки отдельных турбин на капитальный ремонт, несколько рабочих графиков и определить экономический вакуум для установки, обслуживаемой центральной насосной.

Пусть, например, требуется установить экономический вакуум для турбин типа АК-25-1 и АК-50-1 ЛМЗ, обслуживаемых центральной береговой насосной, на которой установлены три циркуляционных насоса. Для указанных турбин в соответствии с нормами расхода тепла рекомендуется следующий порядок их загрузки³:

до 42 тыс. квт	АК-50-1
свыше 42 до 63 тыс. квт	АК-25-1
" 63 " 71 " "	АК-50-1
" 71 " "	АК-25-1

В соответствии с порядком загрузки турбоагрегатов по типовым характеристикам или по

² См., например, А. В. Щегляев, Некоторые вопросы эксплуатации паровых турбин. ГЭИ М.—Л., 1947 г.

³ МЭС СССР, Инструкция к применению типовых электрических характеристик турбогенераторов, ГЭИ. М., 1946 г.

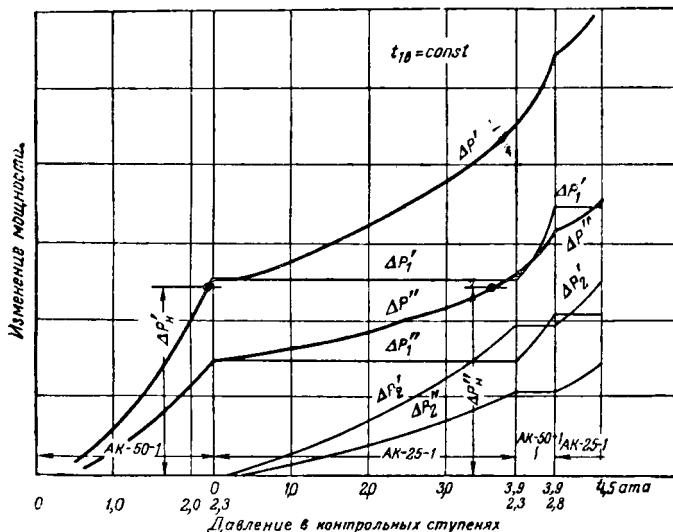


Рис. 3. Рабочий график для турбин АК-25-1 и АК-50-1, обслуживаемых центральной насосной.

$\Delta P'_1$ и $\Delta P'_2$ — изменение мощности турбин и АК-50-1 и АК-25-1 при переходе на работу с двумя циркуляционными насосами; $\Delta P''_1$ и $\Delta P''_2$ — то же при переходе на работу с двух на три циркуляционных насоса

$$\Delta P' = \Delta P'_1 + \Delta P'_2,$$

$$\Delta P'' = \Delta P''_1 + \Delta P''_2.$$

данным испытаний устанавливаем для нагрузок, определяющих границы зон загрузки отдельных агрегатов, расходы пара и давления в ступенях турбин, принятых в качестве контрольных (см. таблицу).

С помощью этой таблицы на рабочем графике (рис. 3) по оси абсцисс наносятся давления в контрольных ступенях загружаемых турбин в начале и конце их зон загрузки⁴.

Нагрузка, тыс. квт	Расход пара в конденсаторе при $t_{1g} = 15^\circ \text{C}$		Давление в контрольной ступени, ата	
	АК-25-1	АК-50-1	АК-25-1	АК-50-1
42	—	154	—	2,3
63	84	154	3,9	2,3
71	84	186	3,9	2,8

Затем для каждой зоны наносятся кривые приращения мощности отдельных турбин $\Delta P'_1$ и $\Delta P'_2$ и суммарное приращение по машинному залу

⁴ При построении графика значения p_k в отдельных зонах загрузки могут быть нанесены в различных масштабах.

$\Delta P'$ при переходе на работу с двумя циркуляционными насосами и соответственно $\Delta P'_1$, $\Delta P'_2$ и $\Delta P''$ при переходе на работу с двух на три циркуляционных насоса. На этом же графике откладываются увеличения затрат мощности $\Delta P''_n$ и $\Delta P''_n$ при включении второго и третьего насосов, причем последнее увеличение устанавливается по отношению к величине мощности, потребляемой двумя насосами. При принятом порядке загрузки турбин значения контрольных давлений, для которых справедливы равенства

$$\Delta P' = \Delta P'_n \text{ и } \Delta P'' = \Delta P''_n,$$

указывают суммарную паровую нагрузку конденсаторов, при которой выгодно включение второго и третьего циркуляционных насосов.

Располагая рядом подобных значений p_k при различных температурах охлаждающей воды и различных комбинациях включения насосов, нетрудно построить в координатах p_k и t_{1g} график для установления режима экономического вакуума для рассматриваемой установки, аналогично тому, как это делается для конденсационных установок, обслуживаемых индивидуальными насосами.

Выводы

1. При использовании методики Оргрэс по установлению режима экономического вакуума для паротурбинных установок с центральной насосной необходимо сопоставлять приращение мощности турбины и увеличение затраты мощности на привод насосов по отношению к мощности турбины и насосов при работе на предыдущей комбинации включения последних. Указания инструкции Оргрэс, что такое сопоставление нужно проводить по отношению к комбинации включения насосов с минимальной подачей охлаждающей воды, справедливо лишь в случае обслуживания конденсационной установки двумя циркуляционными насосами с постоянными скоростями вращения.

2. В большинстве случаев является нецелесообразным регулирование распределения охлаждающей воды между конденсаторами в зависимости от их паровой нагрузки, поскольку оно связано с увеличением сопротивления трубопроводов охлаждающей воды и уменьшением подачи последней при практически неизменной затрате мощности на привод циркуляционных насосов.

□ □ □

Дренажные устройства бесподстилочных фильтров для обработки воды

Инж. С. М. Гурвич и инж. Э. С. Крипец

Дренажная часть механических и ионообменных фильтров, выпускаемых котлотурбинной промышленностью, имеет в подавляющем большинстве единообразную конструкцию, которая схематически выглядит следующим образом:

На днище открытого или напорного резервуара размещают распределительное устройство, предназначенное для равномерного отвода обработанной и подвода к фильтру промывной воды. Распределительное устройство представляет собой разветвленную систему труб (так называемый «паук») с просверленными отверстиями или снабженными специальными колпачками с отверстиями. Непосредственно на распределительное устройство загружают несколько слоев зернистого, нерастворимого в воде материала с различной, уменьшающейся по высоте крупностью зерен, а затем, основной рабочий слой материала (песок, доломит, антрацит, сульфуголь, специальные твердые смолы и др.).

Промежуточные между распределительным устройством и основной загрузкой слои материала, называемые обычно подстилкой, имеют целью препятствовать проникновению загруженного в фильтр рабочего материала в трубопровод выходящей из фильтра воды. Количество и высота слоев подстилки, а также величина зерен определяются, с одной стороны, величиной отверстий в распределительном устройстве фильтра, а с другой, — крупностью зерен рабочего слоя загрузки. Обычно общая высота подстилочных слоев составляет в среднем около 0,5 м.

Многолетний опыт эксплуатации фильтров описанной конструкции показал, что подстилка часто является источником нарушений нормальной их работы, вследствие смещений и перемешивания слоев подстилки между собой и с основной загрузкой фильтра, происходящих преимущественно в процессе взрыхления материала. В результате этих смещений происходит неравномерное распределение потока обрабатываемой или промывной воды по поперечному сечению фильтра и, как следствие этой неравномерности, преждевременный «проскок» мути или катионов жесткости в фильтрат; и то, и другое снижает в конечном итоге пропускную способность фильтра.

Нередко смещения подстилочных слоев становятся настолько значительными, что приводят

к необходимости аварийного отключения фильтра на ремонт. В последнем случае так же, как и при ревизии фильтра, наличие в нем подстилки вынуждает производить полную выгрузку ее и рассев по фракциям, что значительно увеличивает трудоемкость работ по восстановлению фильтра и удлиняет время его простоя в ремонте. Если ко всему этому добавить, что подстилка увеличивает габариты фильтров и, следовательно, также увеличивает расход материалов на их изготовление, то становится понятными появившиеся за последние годы и частично реализованные предложения проектных организаций и эксплуатационного персонала водоподготовительных установок электростанций об изменениях конструкции фильтров в направлении устранения в них подстилки.

Эти предложения получили практическое осуществление в первую очередь на ионообменных фильтрах, поскольку в них, помимо устранения указанных выше дефектов, представлялось возможным за счет подстилки увеличить высоту ионитового материала и тем самым повысить пропускную способность хвостовой части водоподготовительных установок без изменения габаритов и количества фильтров.

Возможность работы фильтров без подстилки достигается реконструкцией нижнего распределительного устройства, при которой устраняется проникновение зерен загрузки в трубы дренажа. В качестве преграды предложены различные конструкции дренажных колпачков: со щелями шириной 0,2 — 0,3 мм, колпачки, выполненные из пористой массы, а также щелевые и пористые трубы и «ложные» пористые днища.

Целесообразно остановиться на предложениях, получивших наиболее широкое практическое применение. К числу таких относятся в первую очередь пористые и щелевые колпачки.

Пористые колпачки представляют собой спрессованные из кварцевых зерен и связующей массы (обычно бакелитовый лак) насадки, навинчиваемые с помощью находящейся в них пластмассовой гайки на полудюймовые штуцерки дренажа. Впервые конструкция пористых колпачков была предложена М. И. Чиркиным и им же применена на водоподготовительной установке тэц 11 Мосэнерго. В настоящее время пористые колпачки

изготавливает Московский абразивный завод (МАЗ).

Щелевые колпачки являются стандартными пластмассовыми колпачками завода «Карболит», в которых вместо круглых отверстий на каждой грани фрезеруются одна или две щели шириной $0,3 \div 0,4$ мм. Эту конструкцию впервые применил Г. А. Шугай на тэц ЗИС¹. Подобные колпачки получили распространение на водоочистках предприятий Министерства металлургической промышленности и др.

Для сравнительной оценки указанных типов колпачков Бюро водоподготовки ЦКТИ (Московское отделение) были проведены гидравлические испытания пористых колпачков изготовления МАЗ и тэц 11, а также щелевых, профрезерованных на тэц ЗИС.

Предшествовавшие испытанию промеры всех колпачков выявили большие колебания размеров выходных отверстий в щелевых колпачках и величин пористости в пористых колпачках. Естественно, что эта неоднородность должна была явиться причиной и гидравлической неоднородности однотипных колпачков, что подтверждено испытаниями (см. таблицу).

Характеристика неоднородности пористых и щелевых колпачков

Тип колпачка	Количество испытанных экземпляров	Колебания в пористости или в выходных сечениях, %	Колебания расходов однотипных колпачков, %
Пористые тэц 11	6	60	100
МАЗ	5	47	40
Однощелевые $\delta = 0,3$ мм	7	47	24
Двухщелевые $\delta = 0,3$ мм	5	48	71
$\delta = 0,4$ мм	2	6	—

¹ Сравнения расходов произведены для каждого типа колпачка при постоянном перепаде давления, соответствующего среднему расходу через один колпачок в применяемых фильтрах.

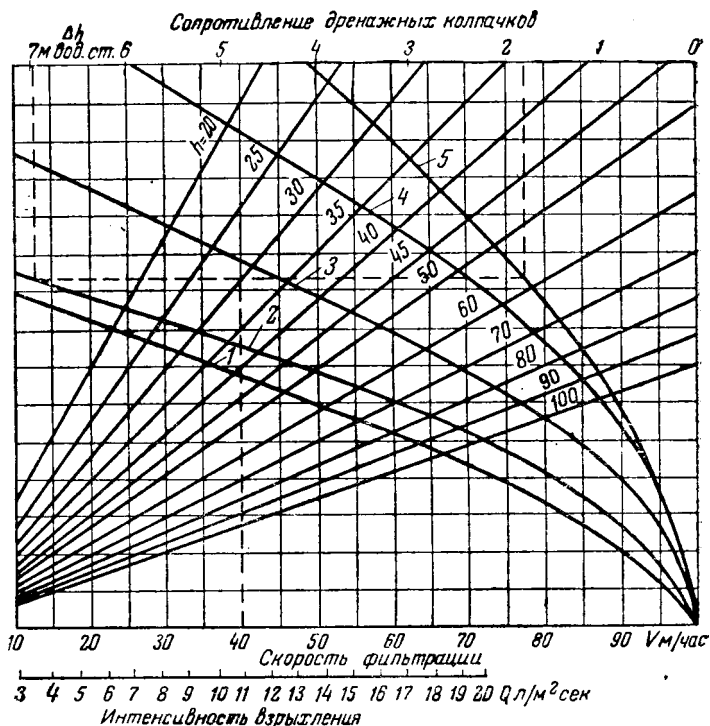
Как видно из таблицы, колебания пропускной способности однотипных колпачков намного превышают общепринятые нормы (5—10%) неравномерности расходов в отдельных точках дренажа.

На рисунке приведена составленная на основании обработки материалов испытаний номограмма, позволяющая сделать некоторые общие выводы о применимости тех или иных колпачков в различных фильтрах, а также облегчающая выбор и расчет дренажа. Нанесенные на номограмме кривые представляют собой усредненные гидравлические характеристики испытанных колпачков.

Пористые колпачки, дающие наименьшее сопротивление, являются приемлемыми как для ионообменных, так и для механических фильтров. Технология их изготовления должна быть улучшена для получения однозначности гидравлических характеристик.

Опыт многолетней эксплуатации бесподстилочных катионитовых фильтров с пористыми

¹ Аналогичное предложение было сделано начальником химического цеха Ярославской тэц А. И. Зоряевой.



Номограмма для выбора колпачков фильтров.

1 — однощелевые ($\delta = 0,3$ мм); 2 — двухщелевые ($\delta = 0,3$ мм); 3 — двухщелевые ($\delta = 0,4$ мм); 4 — дырчатые (24 отверстия диаметром 2 мм); 5 — изготовления МАЗ (пористые).

Пример: Скорость фильтрации $V = 40$ м/час. Количество колпачков $n = 30$ шт./м². При этом потеря напора Δh м вод. ст. составляет: для двухщелевых ($\delta = 0,3$ мм) колпачков — 7,0; для двухщелевых ($\delta = 0,4$ мм) — 4,4; для дырчатых завода «Карболит» — 2,4 и для пористых МКЗ — 1,8.

колпачками показал вполне удовлетворительные результаты. Годичный опыт работы таких колпачков в бесподстилочных кварцевых фильтрах также дал удовлетворительные результаты. Опасения о возможности быстрого зарастания пор в колпачках при их установке на кварцевых фильтрах пока не подтверждаются.

Намного большим сопротивлением против пористых обладают щелевые колпачки. Это обстоятельство ограничивает их применение, так как большое сопротивление потребует повышения отметок баков для взрыхления или увеличения мощности промывных насосов. Очевидно, что щелевые колпачки описанной конструкции могут применяться только в катионитовых фильтрах при нормальных скоростях фильтрации.

Следует подчеркнуть, что последний вывод относится только к щелевым колпачкам, изготовленным на базе колпачка завода «Карболит», площадь граней которого недостаточна для получения щелей с потребными выходными сечениями.

Щелевой колпачок окажется вполне пригодным и универсальным, если придать ему форму (например, цилиндрической насадки) и размеры, которые позволят разместить на его поверхности щели шириной $0,3—0,4$ мм с общей площадью до 500 мм². Изготавливать их можно из пластмассы или фарфора, причем щели в них должны получаться в процессе формовки или штамповки, что обеспечит их однородность.

Заслуживает внимания конструкция щелевой распределительной системы для бесподстилочных фильтров, выполненная в виде обычного «паука».

из винипластовых труб с нарезанными в них щелями шириной 0,3 ÷ 0,4 мм. Такая система была предложена конструктором Таганрогского завода «Красный котельщик» В. М. Матвеевым и в настоящее время осуществлена на промышленных фильтрах ряда электростанций. Основным преимуществом этого устройства является его химическая стойкость, чем устраняется необходимость применения нержавеющей стали или защиты труб из обычной углеродистой стали перхлорвиниловым лаком при установке их в Н-катионитовых фильтрах. Вопрос о равномерности раздачи воды по сечению фильтра таким дренажем пока остается неясным и должен быть изучен. Во всяком случае можно утверждать, что щелевой дренаж в том виде, в каком он сейчас применяется (щели одинакового сечения, равномерно распределенные по длине ответвлений), не будет иметь с точки зрения гидравлики преимущества перед старыми системами.

Вопрос о величине потери напора воды в распределительной системе фильтра становится особенно существенным при переходе к так называемым «барьерным» фильтрам и фильтрам, предназначенным для глубокого умягчения конденсатов, когда допускаются и являются целесообразными высокие скорости фильтрации, достигающие до 100 м/час. В этом случае, как видно из приведенной номограммы, применяемые ныне распределительные системы с числом колпачков порядка 25—30 на 1 м² площади фильтрации даже для наиболее благоприятных по потере напора колпачков МАЗ дадут сопротивления, намного превышающие располагаемый напор от баков для взрыхления, который обычно составляет 10—12 м вод. ст. Только при предельно-возможном увеличении количества колпачков МАЗ до 80—100 на 1 м² можно получить приемлемое сопротивление распределительной системы порядка 1—2 м вод. ст. Но это приводит к усложнению такого устройства, увеличению удельного расхода металла и стоимости фильтра, что особенно будет ощутительно для Н-катионитовых фильтров.

Дальнейшее увеличение количества пористых колпачков на 1 м² площади фильтрации приводит к распределительным устройствам, выполненным в виде промежуточного пористого днища. Такие устройства были впервые предложены и осуществлены на промышленных фильтрах Н. И. Чиркиным на тэц 11 Мосэнерго с приме-

нением той же по составу массы, что и для пористых колпачков, и П. Н. Богословским на гэс 1 Мосэнерго, применившим пористый бетон. Последний, как показал опыт работы некоторых электростанций, с течением времени выщелачивается водой и теряет свою прочность. Недостатком обоих указанных устройств является необходимость их изготовления на месте установки в самом фильтре.

Применение распределительной системы в виде пористой плиты следует признать наиболее отвечающей требованиям, предъявляемым к такому устройству в бесподстилочных фильтрах. Сопrotивление плиты будет ничтожным и в таком выполнении она превращается в так называемый «дренаж малого сопротивления». Отвод и подвод воды к такому устройству должен осуществляться через штуцер с отбойным щитком в центре нижнего днища фильтра. При этом водяная подушка в сферическом днище фильтра, скорости воды в которой близки к нулю, и центральный симметричный подвод обеспечат равномерное питание водой всей площади пористого днища.

Конструкция пористого дренажа должна быть в виде промежуточного днища, монтируемого из пористых плиток заводского изготовления. Такой дренаж легко собирается при монтаже фильтра, доступен при ремонте и на его изготовление затрачивается меньше высококачественного металла, чем в других конструкциях дренажей. Он применим для всех видов фильтров, в том числе и для Н- и ОН-ионитовых.

Опыт эксплуатации бесподстилочных фильтров на ряде электростанций достаточно убедительно показал их преимущества перед фильтрами с подстилкой. В то же время наличие централизованного промышленного производства пористых колпачков (МАЗ) позволяет быстро оснастить ими работающие на электростанциях и промышленных предприятиях механические и ионообменные фильтры. В равной степени это относится также к фильтрам, выпускаемым Таганрогским заводом «Красный котельщик».

В дальнейшем колпачковый пористый дренаж должен будет уступить место плиточно-пористому, применение которого улучшает гидродинамические свойства фильтров и уменьшает удельный расход высококачественного металла на их изготовление.



Сварка сихромалевых сталей

Инж. Э. Д. Зайдман

В «Руководящих указаниях по сварке трубопроводов, поверхностей нагрева и коллекторов котельных установок высокого давления», изданных Главной государственной инспекцией котлонадзора МЭС в 1946 г., нет указаний по вопросу сварки сихромалевых сталей; вместе с тем, эти стали нашли применение при изготовлении труб пароперегревателей и отчасти подвесок для котлов высокого давления. Главными элементами, повышающими жароупорность этих сталей, являются хром, кремний и алюминий.

Для труб перегревателей применяется сихромаль 6 или сихромаль 7, для подвесок — сихромаль 12. Примерный химический состав этих сталей приведен в табл. 1, а механические и физические свойства — в табл. 2.

Стали сихромаль 6 и сихромаль 7 имеют ферритно-перлитную структуру, сталь сихромаль 12 — чисто ферритную. Стали эти аналогично хромистым сталям плохо свариваются. Основные причины, затрудняющие сварку, — это окисление хрома и образование тугоплавких окислов; кроме того, низкий коэффициент расширения и малая теплопроводность создают благоприятные условия для возникновения напряжений. Для пополнения выгорающего хрома в наплавленном металле в покрытие применяющихся качественных электродов вводится феррохром или повышается содержание хрома в прутке.

Покрытие, кроме того, должно обеспечить разжижение тугоплавкого окисла хрома и отвод его в шлак, спокойное горение дуги, минимальное

Таблица 1

Марка стали	Химический состав, %						
	C	Cr	Si + Al	Mn	Mo	S	P
Сихромаль 6	0,07—0,012	5—5,5	0,8	0,3—0,5	0,6—0,7	0,03	0,03
Сихромаль 7	0,07—0,012	6,0—7,0	1,0	0,3—0,5	0,6—0,7	0,03	0,03
Сихромаль 12	0,07—0,012	22,0—23,0	3,0	0,3—0,5	0,6—0,7	0,03	0,03

Таблица 2

Механические и физические свойства	Сихромаль 7	Сихромаль 12
Временное сопротивление разрыву σ_B , кг/мм ²	45—55	55—65
Предел текучести σ_s , кг/мм ²	25—35	35—45
Относительное удлинение δ_{10} , %	20—25	8—12
Сужение ψ , %	70—80	55—60
Твердость H_B	140—170	180—220
Удельный вес γ	7,8	7,65
Теплопроводность λ , кал/см·сек°С	0,075	0,014
Теплоемкость C_p , кал/г°С	0,116	0,118
Температура плавления, °С	1 460—1 490	1 460—1 490
Коэффициент температурного расширения $\alpha \times 10^{-6}$		
20—100°С	11,4	13,07
20—500°С	13,6	12,89
20—800°С	14,6	14,58
20—1 000°С	—	15,54
Модуль упругости E , кг/мм ²	~20 800	20 800

выгорание хрома, хорошее поведение шлака в жидком и твердом состоянии (легкую удаляемость со шва) и требуемые механические свойства сварного соединения. Выбор присадочного материала обмазки, оптимального режима сварки, подогрева и последующей термообработки решается по-разному для различных марок сихромалевых сталей.

Сварка сталей сихромаль 6 и сихромаль 7

В нашем отечественном котлостроении до сих пор не применялись трубы пароперегревателей из стали сихромаль 6 и сихромаль 7, поэтому не было надобности в изучении свариваемости этих сталей и в нашей литературе нет никаких указаний по сварке этих труб. Стали эти склонны к самозакалке, поэтому металл в зоне влияния получается твердым и хрупким, ликвидировать эту хрупкость можно только последующей термообработкой.

Большинство зарубежных исследований по сварке сихромалевых труб перегревателей рекомендует газовую сварку, считая, что электродуговая сварка неизбежно дает плохие результаты (поры и шлаковые включения в вершине шва). Однако нашими исследованиями доказана полная возможность применения электродуговой сварки сталей, родственных сихромалевым, при соответствующем правильном выборе присадочного металла, оптимального режима сварки и подогрева.

Одним из решающих вопросов при освоении сварки является выбор присадочного материала. Наилучшие результаты для труб из сталей сихромаль 6 и сихромаль 7 дает присадочная проволока из этой же стали. В случае отсутствия такой проволоки можно пользоваться прутками, изготовленными из сихромалевых труб (так называемой «лапшой»).

Для сталей, родственных сихромалевым, с таким же процентным содержанием хрома (4—6% Cr) при электродуговой сварке рекомендуется применение хромоникелевых электродов из стали 18—8 (18% Cr, 8% Ni), X18H9T или OX18H9. Эти электроды по данным исследований обеспечивают в металле шва устойчивый аустенит, что дает возможность избежать последующую термообработку за счет хороших пластических свойств наплавленного металла. Но к этой рекомендации следует подойти осторожно. Применение аустенитовых электродов имеет свои положительные и отрицательные стороны. К положительным можно отнести следующие:

1) нераспавшийся аустенит даст вязкий шов, который будет разряжать напряжения, возникающие при сварке, и, таким образом, препятствовать образованию трещин;

2) при сварке аустенитовыми электродами зона термического влияния получается меньше, так как аустенитовая сталь менее теплопроводна, чем обычная, и наплавленный шов будет медленнее охлаждаться.

К отрицательным сторонам применения аустенитовых электродов надо отнести следующее:

1) применение их не исключает появления хрупкой структуры в прилегающем к шву основном металле;

2) не всякий режим сварки обеспечит сохранение аустенита нераспавшимся после окончания сварки, а распавшийся аустенит дает опасную хрупкую структуру мартенсита или в лучшем случае троостита или троосто-сорбита.

Таким образом, применение аустенитовых электродов требует правильного выбора режима сварки, предварительного подогрева и в случае надобности последующей термообработки.

Для аустенитовых электродов рекомендуются различные обмазки, основные из которых: УОНИ-13/НЖ, ЦЛ-2, ЦЛ-3 и обмазка, предложенная канд. техн. наук Шашковым для Кировского завода. Составы этих обмазок (в %) приведены в табл. 3.

С целью уменьшения закалки в зоне термического влияния и предотвращения появления трещин, возникающих из-за изменения объема стали, вызываемых изменением структуры, рекомендуется производить предварительный подогрев.

Компоненты	Обмазка ЦЛ-2	Обмазка УОНИ-13/НЖ	Обмазка Кировского завода	Обмазка НЗЛ	Обмазка типа НЗЛ
	или ЦЛ-3				
Плавленый шпат (CaF ₂)	51	33,5	32	35	25
Мрамор (CaCO ₃)	—	57,5	37	25	45
Ферротитан (23%Ti)	—	2,5	5,5	20	20
Ферромарганец (80%Mn)	5	2,5	5,5	—	5
Ферросилиций (75%Si)	—	4	2	—	5
Ферроалюминий (49%Al)	—	—	—	20	—
Мел	44	—	—	—	—
Доломит	—	—	10	—	—
Едкий натр	—	—	4,5	—	—
Крахмал	—	—	3,5	—	—
Жидкое стекло (к сумме остальных компонентов)	35	30	24	30—35	30

1. Для электродов ЦЛ-2 обмазка наносится на проволоку OX18H9 состава: C ≤ 0,07%, Mn ≤ 0,7%, Si ≤ 0,8%, Cr = 18%, Ni = 8%, P и S ≤ 0,03%. Сварка на постоянном токе при обратной полярности; положение шва при сварке нижнее.

2. Для электродов ЦЛ-3 обмазка наносится на проволоку того же состава, но с дополнительным содержанием титана (X18H9T); сварка на постоянном токе при обратной полярности; положение шва — нижнее.

3. Обмазка УОНИ-13/НЖ наносится на проволоку X18H9T или OX18H9. Сварка на постоянном токе при обратной полярности; положение шва при сварке нижнее, возможно вертикальное и потолочное.

4. Обмазка Кировского завода — для электродов, содержащих свыше 3% Cr. Слой покрытия должен составлять около 15% от веса электрода. Прокалка при 180—200° С. Сварка на постоянном токе при обратной полярности.

5. Обмазка НЗЛ для проволоки следующего состава: C ≤ 0,12%, Si ≤ 0,5%, Mn ≤ 0,5%, Cr = 28—32%, P и S ≤ 0,03%. Сварка на постоянном токе при обратной полярности; положение шва при сварке — нижнее и вертикальное.

Учитывая положение точки M_s — начале мартенситного превращения на S-диаграмме этих сталей, — считают, что оптимальной температурой подогрева является 200—260° С.

Температура подогрева должна поддерживаться в течение всего процесса сварки на одном и том же уровне.

После окончания сварки рекомендуется производить термообработку с целью уничтожения вредного действия воздушной закалки. Такой термообработкой может быть либо полный отжиг, с целью регенерации структуры металла шва и повышения деформационной способности сварного соединения с одновременным освобождением его от внутренних напряжений, либо низкотемпературный отжиг (высокий отпуск) с целью освобождения изделия от внутренних напряжений и частичного повышения деформационной способности сварного соединения.

Рекомендуемые режимы термообработки различны.

Согласно данным испытаний образцы труб газовой сварки, которые сварены присадочными прутками, изготовленными из материала трубы, с предварительным подогревом до 200—300° С и последующим отжигом до 870—890° С с выдержкой в течение 30 мин. и охлаждением на воздухе, при механическом испытании показали предел прочности 45—55 кг/мм² и угол загиба 180°.

Образцы труб газовой сварки, сваренные такими же прутками, но подвергшиеся после свар-

ки нагреву до 950°С с выдержкой в течение 10 мин., снижению температуры до 780°С с выдержкой в течение 20 мин. и последующему охлаждению в печи, по данным других испытаний, дали угол загиба 180°С.

Можно считать бесспорным, что газовая сварка сихромалевых труб небольших диаметров (меньше 100 мм) с последующей термообработкой дает вполне удовлетворительные результаты и может быть рекомендована для внедрения на монтажах.

Сварка стали сихромаль 12

Сталь сихромаль 12 по структуре относится к сталям ферритного класса. Стали этого класса не имеют превращений при нагревании, и, следовательно их структура и зернистость не могут быть улучшены термической обработкой. В холодном состоянии они очень хрупки, а при температурах порядка выше 700°С обладают достаточной пластичностью, что позволяет использовать эту сталь для подвесок пароперегревателей.

Однако после длительного воздействия высокой температуры сталь эта становится более хрупкой. Она плохо сваривается, так как при расплавлении появляется сильная окалина, обусловленная присутствием хрома и окиси алюминия. Окись хрома имеет точку плавления ~ 2 000°С, а окись алюминия становится жидкоплавкой при 2 020°С. Так как температура расплавленного участка свариваемого изделия составляет максимум 1 800°С, то пленка окиси мешает процессу сварки.

Кроме того, ферритная сталь в зоне термического влияния приобретает крупнозернистую структуру с весьма низкой деформационной способностью. Металл шва часто приобретает дендритную структуру, что в сочетании с крупнозернистой однофазной структурой еще больше снижает деформационную способность сварного соединения. Такое структурное состояние ферритной стали не может быть улучшено последующей термической обработкой; последующий отжиг может привести только к снятию напряжений, но не к уменьшению величины зерна металла.

Из всех видов сварки для сталей ферритного класса наиболее благоприятна электродуговая сварка, так как в этом случае почти совсем исключается возможность возникновения окисления и, кроме того, время воздействия тепла при электродуговой сварке значительно короче, степень перегрева соответственно меньше, и поэтому рост зерна значительно меньше, чем при газовой сварке. При выборе режима сварки необходимо учитывать низкую теплопроводность этой стали.

Ввиду высокой хрупкости ферритной стали согласно некоторым исследованиям считается не-

обходимым производить предварительный подогрев до 200—300°С.

По вопросу выбора электродов для сварки ферритной хромистой стали также нет единого мнения. Вообще говоря, можно идти двумя путями: 1) созданием шлаков, обладающих хорошим пассивным защитным действием при способности легко растворять окислы хрома, и 2) активным раскислением шлака и металла элементами, имеющими большое сродство с кислородом, т. е. дающими более низкую упругость диссоциации окислов.

В большинстве существующих образцов для сварки хромистой стали используются в качестве раскислителя ферромарганец и в качестве шлакообразующих добавок — плавиковый шпат, жидкое стекло, мел и т. п. Для сварки этой стали чаще всего рекомендуется применение электродной проволоки, по составу аналогичной основному металлу. Считается, что такая проволока дает наилучшие результаты, особенно с точки зрения термических напряжений, возникающих при резко отличных физических свойствах основного металла и металла шва.

Наряду с этим в некоторых случаях считается, что для сталей, родственных сихромали 12, в зависимости от условий эксплуатации сварных соединений для повышения деформационной способности нужно применять электроды, отличные по своему химическому составу от основного металла, — аустенитные, хромоникелевые 25—20 (25% Cr + 20% Ni) или 25—12 (25% Cr + 12% Ni) с обмазкой Кировского завода или НЗЛ (см. табл. 3). Сварка этими электродами повышает деформационную способность сварного соединения, но не устраняет хрупкости зоны термического влияния основного металла.

Для этих сталей, когда сварка производится электродами из стали такого же примерно состава, как и основной металл, для повышения деформационной способности сварного соединения некоторые авторы рекомендуют применять последующую термообработку по режиму: немедленно после сварки подогрев до 870—900°С с выдержкой не менее 10 час. с последующим быстрым охлаждением в холодной воде (для ферритной стали быстрое охлаждение в воде повышает ее пластические свойства).

В одной из работ по исследованию сварки подвесок из сихромали 12 рекомендуется после сварки для снятия напряжений производить отжиг при температуре порядка 800°С. Однако эта термообработка все равно не сможет устранить крупнозернистости в зоне, прилегающей к шву. Поэтому, если швы в изделии расположены так, что не могут возникнуть значительные напряжения, то, после сварки сихромали 12 можно не производить последующей термообработки.



Сборные конструкции теплопроводов и новые способы их прокладки

Инж. М. Ф. Филиппов

В Москве строятся магистральные теплофикационные сети большой протяженности по центральным улицам, разводящие сети и абонентские вводы. Естественно, что для выполнения большого объема работ по строительству тепловых сетей необходимо было перейти на новые конструкции и новые методы производства работ с применением механизации.

В настоящее время основными конструкциями теплопроводов, применяемыми Теплосетью Мосэнерго, являются сборные блочные конструкции.

Для магистралей, прокладываемых по улицам, имеющим усовершенствованное дорожное покрытие,

принята конструкция канала из пустотелых бетонных блоков. Канал пролазной, что позволяет в период эксплуатации определять места повреждения теплопроводов без разрытия траншей и производить ремонт (рис. 1).

Разводящие сети и абонентские ответвления, прокладываемые, как правило, в кварталах, выполняются в основном бесканально, с применением конструкции, состоящей из двух железобетонных полуцилиндров с прижимной изоляцией из минеральной ваты (рис. 2). Эта конструкция применяется на всех прямых участках прокладки теплопроводов.

В дальнейшем после ввода в эксплуатацию автоклавов предполагается широкое применение бесканальной прокладки из сборных элементов автоклавного армопенбетона. Конструкция из автоклавного армопенбетона является одновременно несущей и теплоизоляционной.

Для разводящих сетей применяются круглые блочные камеры, состоящие из трех звеньев (рис. 3).

Применение сборных конструкций теплопроводов позволяет перенести центр тяжести работ в заготовительные цехи и свести к минимуму их выполнение на трассе, что особенно важно при интенсивном движении транспорта.

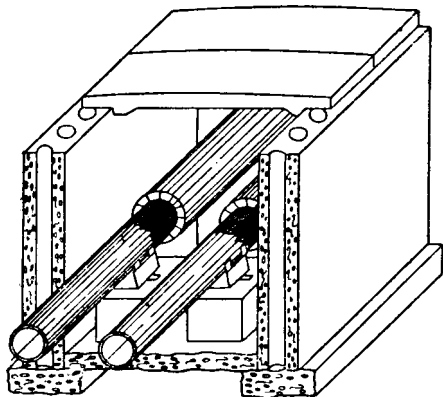


Рис. 1. Сборный пролазной канал из пустотелых бетонных блоков, применяемый на проездах.

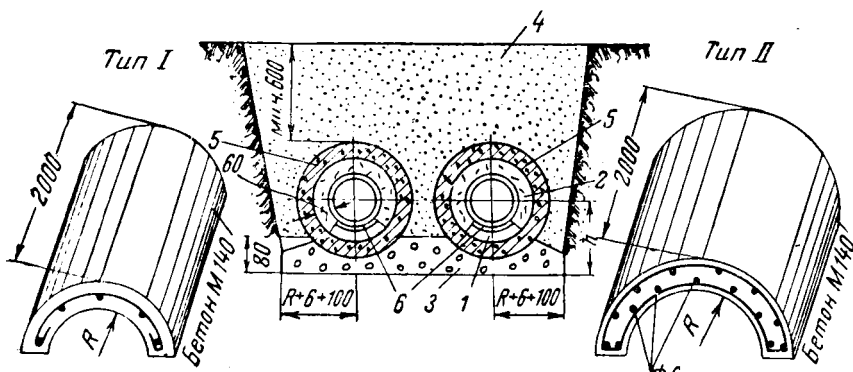


Рис. 2. Прокладка труб в железобетонных сегментах с термоизоляцией из минеральной ваты.

1 — опорные камни; 2 — минеральная вата; 3 — щебеночная подготовка; 4 — засыпка грунтом; 5 — железобетонные сегменты; 6 — подкладка толщиной 5 мм.

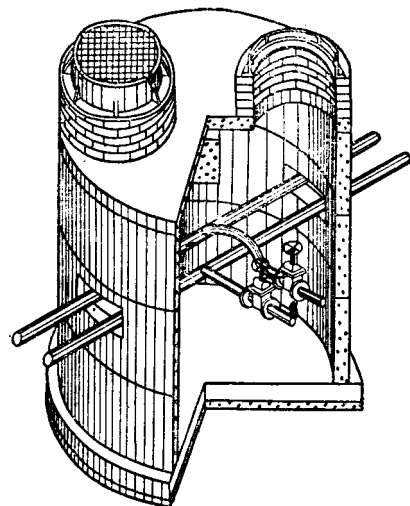


Рис. 3. Камера из сборных железобетонных блоков.

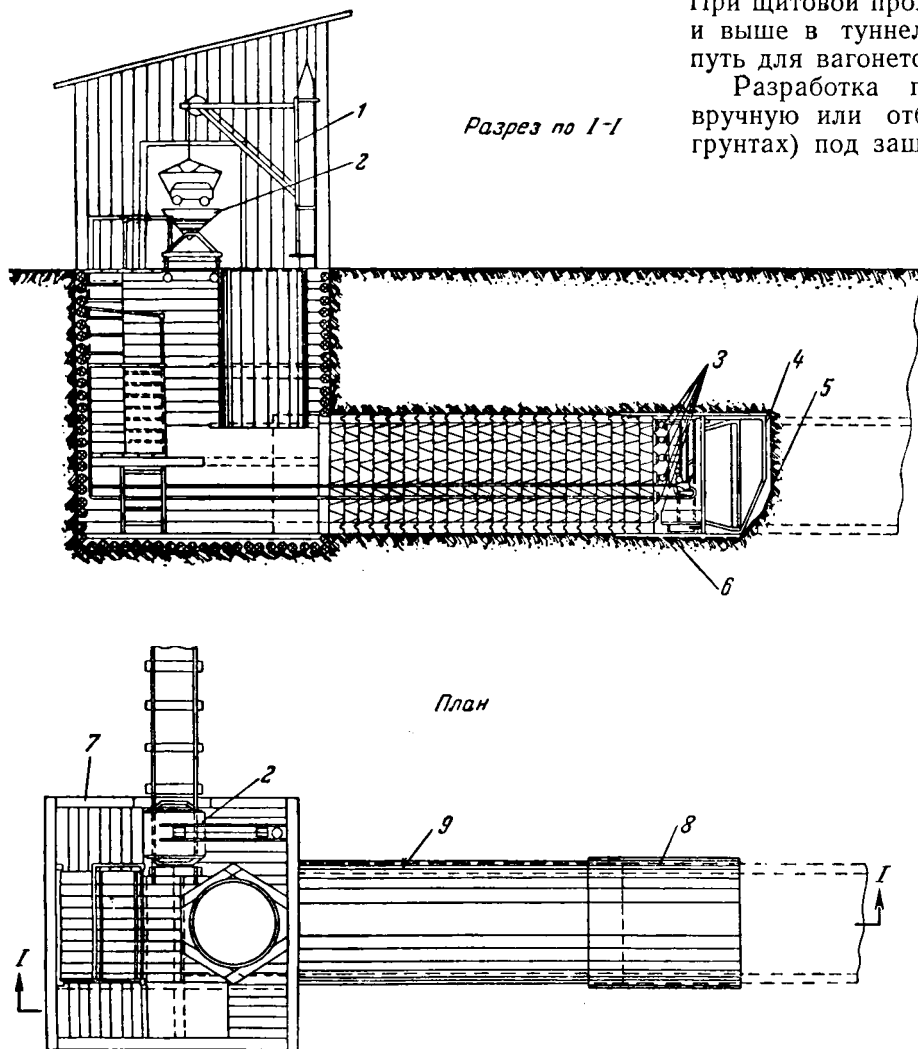


Рис. 4. Щитовая проходка.

1 — край-укосина; 2 — вагонетка; 3 — гидравлические домкраты; 4 — аванбек; 5 — место забоя; 6 — опорное кольцо; 7 — производственная шахта; 8 — щит; 9 — уложенная часть туннеля.

Закрытые проходки

В отдельных случаях по условиям движения транспорта или по условиям перегруженности улиц подземными коммуникациями применяется закрытая щитовая проходка (рис. 4).

Конструкция щита состоит из цилиндрической сварной стальной оболочки, внутреннего опорного кольца и системы гидравлических домкратов, смонтированных на опорном кольце. Монтаж щита производится на поверхности у начальной шахты. После монтажа щит при помощи крана опускается на дно шахты. Для ввода щита в забой в шахте устанавливается специальная клеть с деревянными подкладками, которые служат опорой для домкратов. Поступательное движение щита осуществляется с помощью гидравлических домкратов, опирающихся на уложенную часть туннеля или временную клеть в шахтах. После укладки 4—5 м туннеля временная клеть в шахтах разбирается.

Для производства работ к щиту подводится трубопровод от насоса высокого давления для гидравлических домкратов, трубопровод со сжатым воздухом, электроосвещение и сигнализация.

При щитовой проходке щитами диаметром 2,56 м и выше в туннеле укладывается узкоколейный путь для вагонеток.

Разработка грунта в забое производится вручную или отбойным молотком (в скальных грунтах) под защитой козырька щита.

Укладка блоков при щите диаметром 1,50, 2,00 и 2,56 м, как правило, производится вручную. Передвижка щита производится на ход гидравлического домкрата после укладки очередного кольца блоков.

Для уплотнения грунта и заполнения пустот производится нагнетание цементного раствора за блочную отделку через специальные трубки.

Транспорт материалов и грунта, как правило, осуществляется при помощи вагонеток.

На поверхности у шахты производится проверка блоков по кружалу и маркировка подобранных колец, после чего на торцевые стенки блоков наносится слой битумной мастики, и блоки подаются к щиту для укладки. Для щита 1,50 и 2,00 м применяются керамиковые блоки, а для щита 2,56 м — железобетонные.

После окончания щитовых работ блочная отделка туннеля штукатурится цементом, затем устанавливаются опорные камни под трубы и производится их монтаж.

Кроме щитовой проходки в будущем предполагается на центральных улицах применение закрытого строительства теплофикационных туннелей, без нарушения усовершенствованных мостовых, «методом продавливания» по способу инж. Романовича (рис. 5).

Дюкер через реку

Для теплофикации 500 зданий Левобережного района и пароснабжения ряда предприятий ввиду невозможности прокладки дополнительных теплопроводов через мост надо было найти новое решение по пересечению реки в непосредственной близости от тэц.

После проработки ряда вариантов (щитовая глубокая проходка, кессонный способ, дюкеры для отдельных ниток и др.) в 1948 г. по комплексному проекту ряда организаций (Теплосетьпроект, Проектстальконструкция, Управление подводно-технических работ и др.) был выполнен технический проект, а затем и рабочие чертежи по прокладке теплопроводов в общем металлическом дюкере — туннеле, который построен в 1949—1950 гг. (рис. 6).

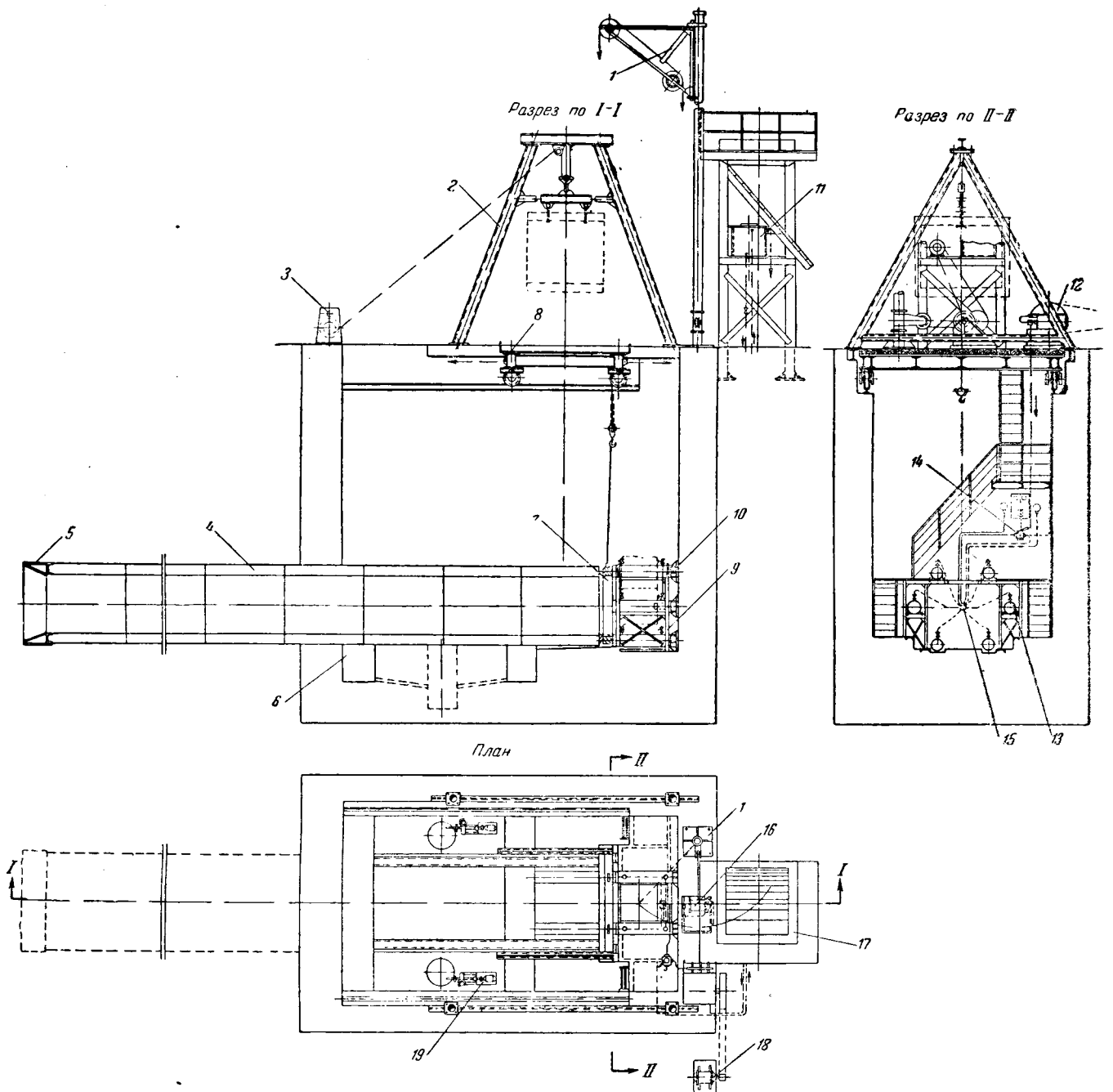


Рис. 5. Сооружение туннеля продавливанием (метод инж. Романовича).

1 — край-укосыга; 2 — вышка для подъема и опускания звеньев; 3 — ручная лебедка грузоподъемностью 5 т; 4 — секции туннеля; 5 — нож; 6 — приямок; 7 — нажимная рама; 8 — передвижной мост; 9 — рама крепления домкратов; 10 — опорные подушки рабочей камеры; 11 — бак для масла; 12 — гидравлический трехштоковый насос высокого давления; 13 — гидравлический домкрат 150 т; 14 — переключатель; 15 — распределительная коробка; 16 — лебедка; 17 — бункер; 18 — электродвигатель насоса; 19 — центробежный насос.

Дюкер¹ представляет собой стальную трубу диаметром 2,5 м со стенками толщиной 12 мм, усиленную через каждые 3 м кольцами — ребрами жесткости таврового сечения, предназначенную для прокладки двух паропроводов диаметром 427 мм; двух теплопроводов диаметром 529 мм и двух конденсатопроводов диаметром 159 мм (рис. 7). Общая длина дюкера составляет около 170 м, в том числе горизонтальная часть 126 м*.

¹ Здесь дюкером условно назван цельнометаллический сварной проходной туннель для теплопроводов, проложенный по дну реки.

* Во избежание применения кессонных работ на берегах соединение дюкера с каналами выполнено с помощью наклонных частей.

Дюкер в середине реки имеет бетонный массив для закрепления его от осевого смещения. Береговые выходы дюкера соединяются с железобетонными камерами с помощью сальников, позволяющих перемещать концам дюкера в горизонтальном направлении. Пригрузка дюкера от всплытия выполняется чугунными полукольцами, опирающимися по горизонтальному диаметру на специальные упоры (рис. 8).

Дюкер укладывается с уклоном 0,003. В нижней части дюкера выполнены водоприемник и насосная установка для откачки воды из теплопроводов при их остановке на ремонт. Оболочка дюкера выполнена отдельными секциями длиной 9 м вместе с ребрами жесткости и опорными консолями. Секции доставлены с завода к месту

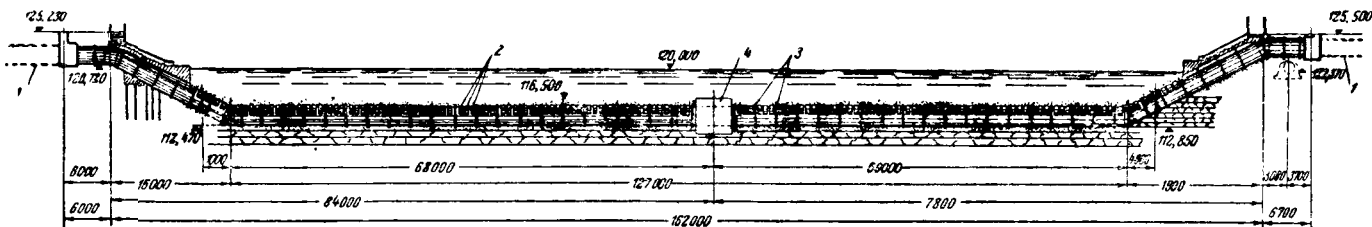


Рис. 6. Продольный профиль дюкера.

1 — железобетонный туннель; 2 — чугунные пригрузочные полукольца; 3 — ребра жесткости; 4 — бетонный массив — неподвижная опора.

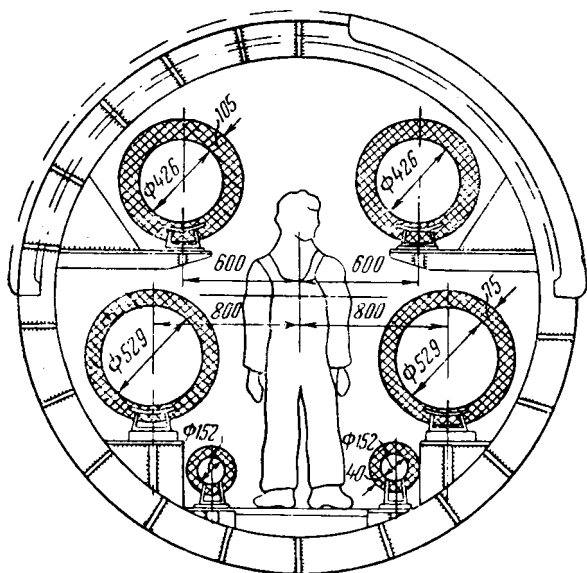


Рис. 7. Сечение дюкера $D = 2,5$ м.

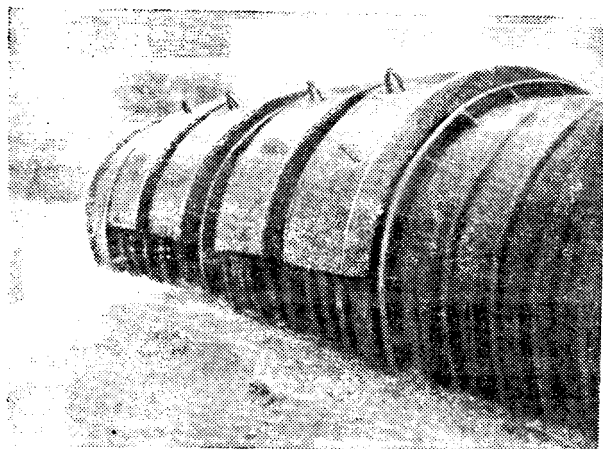


Рис. 8. Металлическая оболочка дюкера с пригрузочными полукольцами.

укрупненной сборки на железнодорожных платформах.

Для удобства укрупненной сборки предусмотрено фланцевое соединение отдельных секций (монтажные фланцы). После сборки шов между фланцами проварен. Сборка укрупненных секций выполнена на специальных стапелях на берегу реки.

Для спуска дюкера на воду на стапелях были выполнены специальные деревянные подмости с наклонной частью к зеркалу воды.

На берегу 9-й секции были сварены между собой в укрупненные элементы, два из которых

(руслонная часть) имели длину по 63 м каждый. К торцам этих элементов были прикреплены временные заглушки с резиновыми прокладками, и дюкер был подготовлен к спуску на воду, где должен был свариваться на полную длину подводной части.

Перед спуском на воду наружная поверхность дюкера была очищена от окалины и ржавчины пескоструйными аппаратами.

В целях антикоррозийной защиты очищенная поверхность дюкера прогрунтована клеемасзой, представляющей собой битум № 4, растворенный в бензине. Затем было последовательно нанесено 3 слоя: горячий битум-барулин, горячий битум и т. д., после чего конструкция была обернута пробитуминизированной мешковиной и снова покрыта слоем битума № 4. Общая толщина защитного слоя составляет около 1 см.

Во избежание порчи защитной изоляции между ребрами жесткости по изоляции была выполнена опалубка из досок, скрепленных проволокой.

Спуск на воду производился при помощи лебедок и домкратов. Лебедки придерживали дюкер, а домкраты медленно продвигали его по стапелям к воде (рис. 9). Спущенные, таким образом, два элемента дюкера, заглушенные по торцам временными заглушками, были сварены на воде в один элемент длиной 126 м, к которому были приварены наклонные участки примерно по 10 м, два других элемента дюкера, относящиеся к береговым частям, были использованы как понтоны.

Для укладки дюкера на дно реки водолазами была подготовлена траншея. Ввиду твердой породы грунта в месте укладки дюкера, залегающего на глубину 2,4—7,1 м, траншея разрабатывалась взрывным способом. Всего пробурено и заряжено 511 скважин.

В целях исключения подпора со стороны верховья реки ширина траншеи и ее глубина были выполнены с таким расчетом, чтобы живое сечение реки во время погружения дюкера было сохранено.

Глубина реки в месте погружения дюкера составляет до 8 м. Заглубление траншеи в глубокой части реки выполнено равным 3,3 м с тем, чтобы над дюкером был грунтовый покров не менее 0,8 м. В мелкой части реки заглубление траншеи было соответственно увеличено. При рытье траншеи вынуто более 20 000 м³ грунта.

Для создания в траншее ровной поверхности она была спланирована водолазами путем песчаной подсыпки.

Как уже указано, для того, чтобы дюкер не всплыл, были заготовлены специальные пригру-

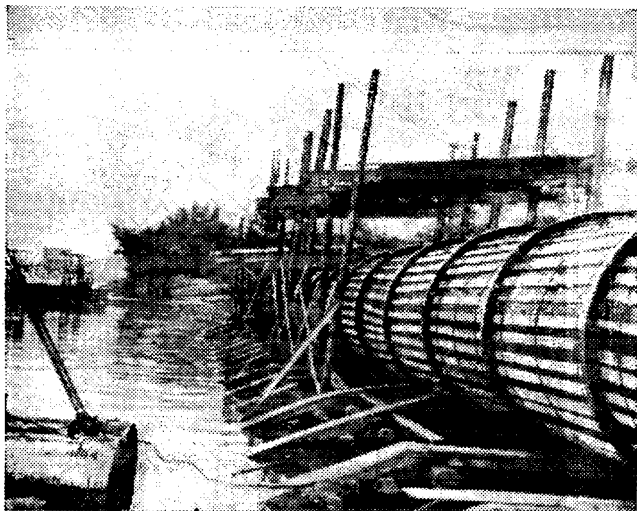


Рис. 9. Дюкер, подготовленный к спуску на воду.

зочные полукольца, являющиеся одновременной броней дюкера. Вес дюкера равен:

Оболочка	135 т
Кольца жесткости	8 "
Монтажные стыки	2 "
Опорные консоли	5 "
Площадка для прохода	8 "
	158 т

Кроме того:

Обетонировка колец жесткости	16 м ³
Бетонная опора	45 "

Для определения пловучести дюкера принято:

Вес оболочки дюкера с кольцами жесткости, приварными деталями и опорами	1,5 т/м
Вес труб, размещаемых в дюкере	1,5 "
	3 т/м
	(на воздухе)
Потеря веса в воде	5 т/м
Пловучесть дюкера (3—5)	—2 т/м

Пригрузка от пловучести принята в 450 т (147 чугунных полуколец).

Собранная на стапелях и сваренная в одну секцию русловая часть дюкера с утконообразными береговыми полусекциями была поставлена на мягкие понтоны и береговые опоры и баркасом отбуксирована к месту погружения. У места погружения один конец дюкера, покоящийся на береговой пловучей опоре, был расчален на двух якорях, заранее уложенных в реку, и двух лебедках, установленных на берегу. После этого другой конец дюкера буксиром развернут поперек реки, установлен над траншеей и также закреплен на якорях и лебедках.

На берегах и на дюкере были установлены визирные рейки, по которым дюкеру было дано правильное направление.

Дюкер имел три вертикальных яруса понтонов. Нижний ярус рассчитан на полный вес дюкера с водой; второй ярус понтонов имел пловучесть, равную общему весу минус потере его при

частичном погружении; верхний ярус имел соответственно меньшую пловучесть.

На береговой жесткой опоре, установленной со стороны набережной, были смонтированы насосы и компрессор. В заглушке дюкера имелось два приемных патрубка и патрубков для выпуска воздуха.

Опасным моментом при наполнении дюкера является внутренняя волна, которая могла возникнуть при выходе двух-трех понтонов. В этом случае волна могла сделать перевес одного конца дюкера, что могло сбить его положение и дать неправильный опуск или мог получиться, как называют водники, «козел» (один конец опущен, другой поднят).

В целях предохранения от внутренней волны дюкеру был придан диферент, т. е. один его конец со стороны подачи воды был заранее подтоплен на 20—30 см за счет напуска воды, которая поддерживалась с одной стороны перегородкой. Кроме того, внутри дюкера были заранее выполнены щелевые перегородки для погашения волны.

Перед началом затопления у всех понтонов и в других контрольных точках был поставлен на лодках и в баркасах дежурный персонал, имеющий с командным пунктом радио-телефонную связь.

После проведения всех подготовительных работ были пущены насосы и открыты приемные и воздушные задвижки. Началось наполнение дюкера водой (рис. 10). Когда появилась вода через воздушные краны весь вес дюкера с водой был принят нижним рядом понтонов.

Для опускания дюкера начали освобождать парные понтоны в центре и у берегов реки и ослаблять канаты лебедок, установленных на береговых опорах. Дюкер стал медленно опускаться. Затем был освобожден второй ряд понтонов, и сооружение пошло на дно траншеи.

Во избежание перевертывания «уток» водолазами были выполнены прокладки под бока дюкера в виде подушек из мешков, наполненных песком.

Погружение дюкера продолжалось около 4 час. Крайние береговые секции были поданы кранами, приварены к русловой части и соединены через сальники с береговыми камерами. Затем дюкер был пригружен чугунными полукольцами. В центре дюкера водолазами выполнена бетонная опора в опалубке, спущенной в готовом виде. Теплопроводы в дюкере смонтированы на катковых и пружинных опорах.

Особенно трудно было с решением задачи компенсации теплопроводов и крепления труб в наклонной части дюкера со стесненными габаритами. Перемещение труб на этом участке происходит в трех плоскостях и имеет максимальную величину 280 мм. Для снижения возникающих напряжений теплопроводам в месте стыковки звеньев дана предварительная растяжка. В наклонных частях дюкера выполнены подвесные пружинные опоры (рис. 11), которым при монтаже придано маятниковое положение с отклонением в сторону, обратную удлинению. Дюкер оборудован приточно-вытяжной вентиляцией и освещен.

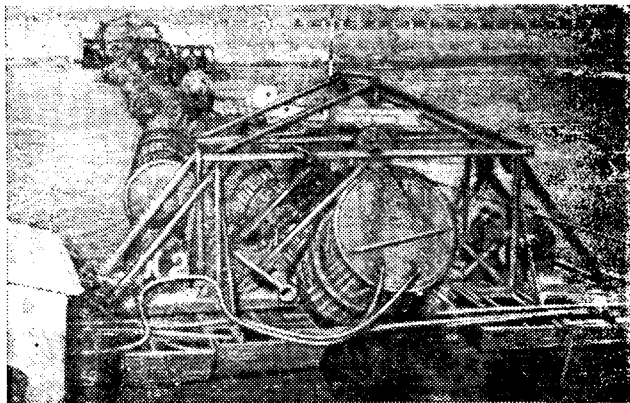


Рис. 10. Общий вид дюкера.

Проходной туннель-коллектор (дюкер), обеспечивающий перемещение теплопроводов от термических удлинений и позволяющий проводить текущий и капитальный ремонт тепловых сетей и изоляции, может быть применен во всех случаях пересечения водных рубежей: реки, озера, так как тэц, как правило, сооружаются на берегах рек. Особенно он может быть рекомендован для тепловых сетей при передаче тепла на большие расстояния, от тэц дальнего теплоснабжения, так как передача тепла на 20—30 км и более будет почти всегда связана с пересечением рек.

Прокладка дюкером участков ответственных теплопроводов, предназначенных для теплоснабжения крупных городов от загородных тэц, весьма желательна, так как эта прокладка, кроме прочих преимуществ, в отличие от мостов и эстакад является скрытой.

Освоенный новый способ прокладки теплопроводов через реку в проходном цельнометаллическом туннеле, уложенном по дну, может быть использован для тепловых сетей в ряде городов, где намечено развитие теплофикации.

Выполненная прокладка теплопроводов через реку в непосредственной близости от тэц дала экономию по капитальным затратам, вследствие сокращения трассы более чем на 2 км, в сумме 4,34 млн. руб.

Стоимость прокладки теплопроводов в проходном туннеле (два диаметра 500—600 мм; два диаметра 400 мм и два диаметра 150 мм)

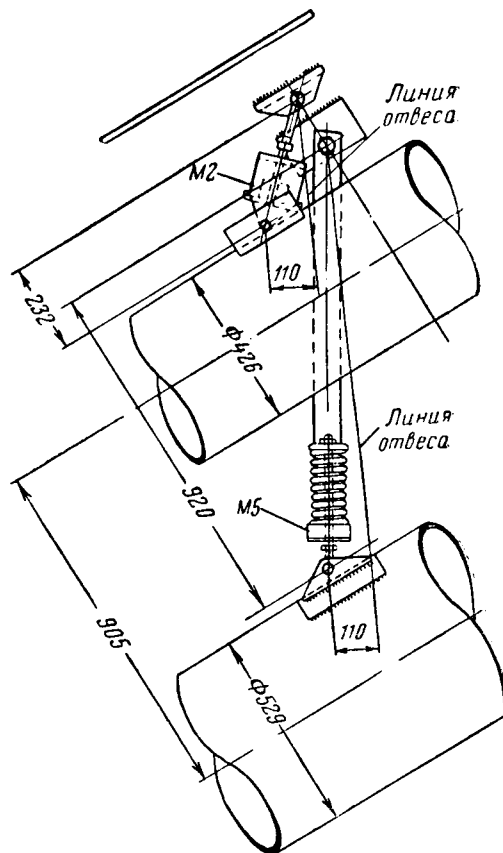


Рис. 11. Установка пружинных опор в наклонной части дюкера.

при усовершенствованных мостовых на 1 пог. м составляет:

Строительные работы	1 770 руб.
Монтажные работы	2 456 .
Изоляционные работы	838 .

Всего 5 064 руб.

При длине обходной трассы, равной 2 км, стоимость сооружения туннеля будет около 10 млн. руб.

При стоимости дюкера и монтажа труб $5,0 + (2\,456 + 838) \times 170 = 5,66$ млн. руб., экономия по капитальным затратам составляет $10 - 5,66 = 4,34$ млн. руб.

Дюкер является уникальным сооружением. Пуск его в эксплуатацию является серьезным достижением московских теплофикаторов и всех работников, принимавших участие в его проектировании и строительстве.

□ □ □

Термоизоляция теплопроводов автоклавным армопенобетоном

Инж. Е. А. Удалов

До настоящего времени для термоизоляции подземных теплопроводов применяются трудоемкие и дорогостоящие бетонные или кирпичные каналы со сводчатыми перекрытиями на бетонной подушке или бесканальная система прокладки теплопроводов с термоизоляцией мощной торфяной засыпкой.

Управление ремонтных работ Ленэнерго успешно применяет новый скоростной способ термоизоляции подземных теплопроводов автоклавным армопенобетоном. Сущность его сводится к следующему.

На дно отрытой экскаватором траншеи глубиной 1,4—1,5 м укладывается бетонная подготовка толщиной 10—12 см. На нее автокраном кладутся звенья теплопроводов длиной до 12 м, заранее изолированные монолитными оболочками из автоклавного армопенобетона толщиной 10 см и покрытые гидроизоляцией (слой битума с наклеенным на него борулином).

Термоизоляция труб диаметром 300—500 мм производится в армопенобетонном цехе, из которого готовые звенья теплопроводов автомашинами с прицепом перевозятся на трассу теплосети для укладки. При этом оба конца каждого звена на длину 25 см в цехе не изолируются. Термоизоляция этих концов полуцилиндрическими сборными оболочками из автоклавного армопенобетона производится после укладки звеньев на дно траншеи и сварки их стыков.

Щели в стыках между монолитными и сборными полуцилиндрическими оболочками заполняются цементным раствором. Готовые стыки теплопровода также гидроизолируются слоем битума с наклейкой на него борулина. Законченный монтаж теплопровод засыпается грунтом.

Обычные каналы применяются только на поворотах магистрали теплопроводов и на участках пересечения улиц. Теплофикационные колодцы на трассе теплосети монтируются из сборных железобетонных блоков.

Как показал опыт, новый способ строительства теплосетей весьма эффективен: все элементы теплосети изготавливаются промышленным способом на специальных предприятиях; укладка сети (монтаж элементов) производится скоростными методами; удешевляется стоимость строительства теплосетей по сравнению с канальной системой прокладки на 35—45%; сроки строи-

тельства теплосети сокращаются в 2—3 раза; возможно круглогодичное производство работ по строительству теплофикационных сетей; улучшается качество работ и обеспечивается долговечность теплопроводов.

Установка для изготовления автоклавного армопенобетона для термоизоляции теплопроводов и сегментных оболочек для изоляции концов труб с выпуском 150 м³ автоклавного пенобетона в месяц осуществлена Управлением ремонтных работ Ленэнерго.

В состав цеха по производству термоизоляционного армопенобетона входят: а) склад молотого песка и цемента; б) пенобетоносмесительный узел; в) площадка для изготовления арматуры и вязки каркасов; г) площадка для подготовки форм; д) площадка для установки арматуры в формы; е) автоклавы с железнодорожными путями узкой колеи; ж) склад готовой продукции. Установка решена по принципу технологической поточности. Технологическая схема производства автоклавного пенобетона приведена на рис. 1, а план цеха — на рис. 2.

Пенобетон для термоизоляции подземных теплопроводов готовится смешиванием цементного раствора с пеной, полученной при взбалтывании водного раствора клееканифольной эмульсии в эмульсаторе пенобетономешалки.

Для увеличения механической прочности пенобетонные изделия армируются и подвергаются автоклавной обработке.

Термоизоляционные оболочки для покрытия труб из автоклавного армопенобетона должны

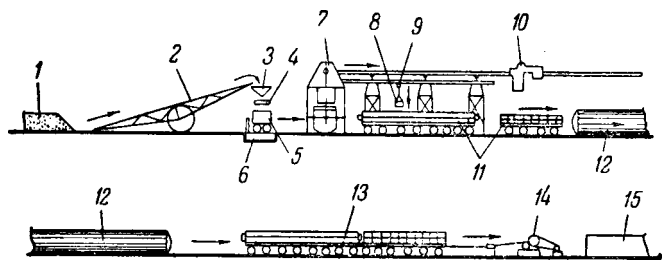


Рис. 1. Технологическая схема производства термоизоляционных оболочек из автоклавного армопенобетона для покрытия подземных теплопроводов.

1 — склад песка и цемента; 2 — транспортер; 3 — приемная воронка; 4 — инерционный грохот; 5 — контейнер для песка или цемента; 6 — сотенные весы; 7 — пенобетоносмесительный узел; 8 — разливочный ковш; 9 — мотовель с кошкой; 10 — электрокран; 11 — вагонетки с формами для изделий; 12 — автоклавы; 13 — вагонетки с изделиями; 14 — лебедка грузоподъемностью 1,25 т; 15 — склад готовых изделий.

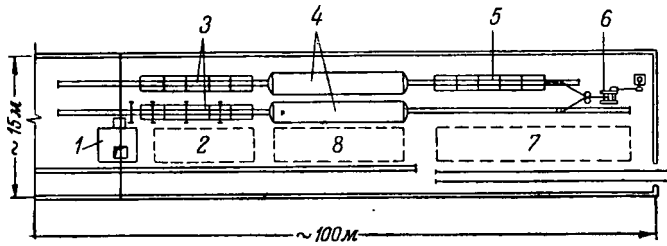


Рис. 2. План армопенбетонного цеха.

1 — пенобетоносмесительный узел; 2 — площадка для установки арматуры в формы; 3 — формы под заливкой пенобетоном; 4 — автоклавы; 5 — обработанные в автоклаве изделия; 6 — лебедка для загрузки и выгрузки изделий из автоклавов; 7 — склад готовых изделий; 8 — площадка для чистки, ремонта и смазки форм.

удовлетворять следующим требованиям: объемный вес должен быть не более 500 кг/м^3 ; коэффициент теплопроводности $0,12 \text{ ккал/м час}^\circ \text{С}$; прочность на сжатие (двухдневная) 20 кг/см^2 .

На приготовление 1 м^3 армопенбетона для изоляции теплопроводов Управление ремонтных работ Ленэнерго практически расходует следующее количество материалов:

Цемент М-400	220 кг
Песок кварцевый молотый	220 „
Клей плиточный	0,15 „
Канифоль	0,10 „
Едкий натр	0,01 „
Вода	194 л
Арматура	135 кг

Термоизоляционные оболочки изготавливаются в виде:

а) монолитных оболочек для звеньев теплофикационных труб диаметром 300 и 350 мм, длиной до 12 м (рис. 3);

б) полуцилиндрических сборных оболочек диаметром 300—500 мм, длиной 0,5—2,0 м (рис. 4).

Технология производства монолитных оболочек от полуцилиндрических отличается только тем, что в формы вместе с арматурными спиральными каркасами, укладываются и звенья труб.

Пенобетонная оболочка является основной изоляцией теплопровода, обеспечивающей снижение тепловых потерь до заданных размеров. Толщина оболочки определяется с учетом конкретных климатических и грунтовых условий.

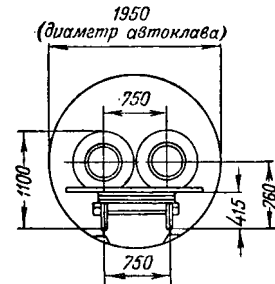
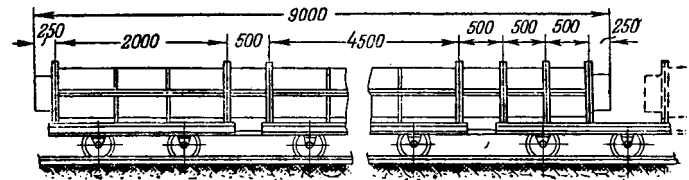


Рис. 3. Размещение на вагонетках звена трубы длиной 9 м с монолитной термоизоляционной оболочкой из армопенбетона.

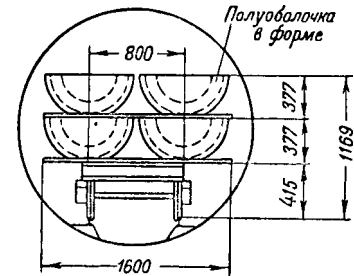
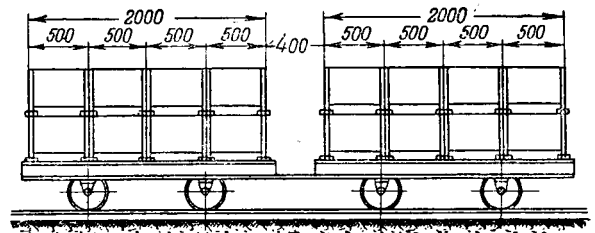


Рис. 4. Размещение на вагонетках форм с полуцилиндрическими армопенбетонными изделиями длиной 0,5 м.

Например, для строительства теплосетей в Ленинграде она определена равной 100 мм.

Заводская себестоимость 1 м^3 готовой продукции из автоклавного армопенбетона оказалась значительно более низкой, чем стоимость изоляции, изготавливаемой на строительстве.



Повреждения силовых трансформаторов

Инж. В. С. Кондахчан

В Центральной научно-исследовательской электротехнической лаборатории (ЦНИЭЛ) Министерства электростанций СССР систематически проводится работа по анализу эксплуатации основного электрооборудования энергосистем. В настоящей статье обработаны некоторые результаты и выводы из проведенной в ЦНИЭЛ работы по анализу повреждений трансформаторов за 1947—1949 гг.

Классификация повреждений трансформаторов

В 1947, 1948 и 1949 гг. в энергосистемах Министерства электростанций имело место 269 случаев повреждения силовых трансформаторов.

В табл. 1 приведены абсолютное число повреждений за 3 года и удельная повреждаемость трансформаторов за каждый год; для 1949 г. приведена также удельная повреждаемость трансформаторов в зависимости от напряжения. Как видно из таблицы, наибольшая удельная повреждаемость (2%) имеет место у трансформаторов

Таблица 1
Повреждаемость трансформаторов в 1947—1949 гг.

	Годы	Всего	В том числе		
			До 15 кв	20—80 кв	110 кв и выше
Абсолютное число повреждений	1947—1949	269	140	88	41
Удельная повреждаемость, %	1947	0,43	—	—	—
	1948	0,42	—	—	—
	1949	0,27	0,16	0,91	2,0

Таблица 2

Повреждения трансформатора по отдельным элементам

Элементы	До 15 кв	20—80 кв	110 кв и выше	Всего	%
Обмотки	113	61	11	185	69,0
Сталь	2	—	—	2	0,6
Вводы	27	7	9	43	16,0
Переключатели . . .	4	13	7	24	9,0
Отводы	2	5	3	10	3,7
Бак, радиаторы и прочая арматура . . .	2	1	1	4	1,4
Весь трансформатор	1	—	—	1	0,3
Всего	151	87	31	269	100,0

110 кв и выше и наименьшая — у трансформаторов до 15 кв (0,16%).

Обращает внимание почти впятеро большее число повреждений импортных трансформаторов напряжением 110 кв и выше по сравнению с отечественными (34 против 7).

Повреждаемость трансформаторов по отдельным его элементам приведена в табл. 2.

Повреждения отдельных элементов трансформаторов по причинам приведены в табл. 3.

Таблица 3
Повреждения отдельных элементов трансформатора по причинам

Элементы	Дефекты оборудования	Дефекты ремонта	Дефекты эксплуатации	Старение изоляции	Перенапряжения	Прочие причины	Причины, не связанные с самим трансформатором	Всего
Обмотки	61	20	42	33	21	7	1	185
Сталь	—	2	—	—	—	—	—	2
Вводы	3	10	11	—	4	6	9	43
Переключатели . . .	17	1	6	—	—	—	—	24
Отводы	1	7	1	1	—	—	—	10
Бак, радиаторы и др.	1	2	2	—	—	—	—	4
Весь трансформатор	—	—	1	—	—	—	—	1
Всего	82	42	63	34	25	13	10	269
%	30,5	15,5	23,5	12,5	9,4	4,85	3,75	100,0

Таблица 4

Работа защиты при повреждениях трансформатора

Защита	До 180 кв включительно	Свыше 180 и до 1 000 кв включительно	Свыше 1 000 и до 5 600 кв включительно	Свыше 5 600 кв	Всего	
					Всего	%
Газовая	—	6	45	38	89	35,5
Максимальная . . .	20	22	13	—	55	22,0
Дифференциальная .	—	—	13	20	33	13,0
От замыкания на землю	1	1	5	3	10	4,0
Предохранители . .	61	3	—	—	64	25,5
Всего	82	32	76	61	251	100,0

При повреждениях трансформаторов защита работала 251 раз (табл. 4), из них большинство случаев работы (35,5%) приходится на долю газовой защиты.

В 37 случаях защита не работала, и отключение трансформаторов производилось вручную. При этом только в 3 случаях защита отказала в работе. В остальных случаях защита или не должна была работать по характеру самого повреждения, или трансформатор не имел защиты, которая реагировала бы на имевшееся повреждение.

Причины и характер повреждений трансформаторов

Дефекты оборудования

Наибольшее число повреждений трансформаторов имело место вследствие заводских дефектов оборудования — 30,5% всех повреждений.

По характеру дефектов повреждения обмоток и отводов подразделяются следующим образом. Динамическая неустойчивость обмоток. Большинство повреждений вследствие динамической неустойчивости (27 случаев) имело место с трансформаторами МТЗ 1000—5600 кВА, главным образом старыми, изготовленными до 1930—1931 гг., имеющими конструктивные дефекты обмоток и их крепления. Однако и в 1947—1948 гг. имело место 5 случаев повреждения трансформаторов МТЗ 1000 ÷ 5600 кВА, 35/6 ÷ 3 кВ изготовления 1944—1947 гг. из-за динамической неустойчивости обмоток, что объясняется некачественным изготовлением, сборкой и креплением обмоток.

С трансформаторами заводов ХЭМЗ и «Электросила» имело место 5 случаев повреждения обмоток. Эти заводы выпускали трансформаторы только до 1928—1930 гг., причем обмотки и крепление их были несовершенны.

С импортными трансформаторами имело место 7 случаев повреждений из-за динамической неустойчивости обмоток.

Обычно авариям трансформаторов из-за динамической неустойчивости обмоток предшествует следующее. В результате ряда близких коротких замыканий у потребителей 3—6 кВ из-за возникающих динамических усилий обмотка трансформатора постепенно расшатывается, прокладки между отдельными слоями обмотки ослабевают и частично выпадают. Точно так же нарушается яровая изоляция по концам обмотки. Обмотки трансформатора сдвигаются в осевом направлении, и отдельные витки замыкаются между собой и на корпус.

Дефекты витковой изоляции. Из 13 случаев повреждения трансформаторов вследствие дефектов витковой изоляции 5 случаев имели место с трансформаторами 100—180 кВА, 6/0,4 кВ, изготовления Ростовского электромонтажного завода Ростовэнерго. Это — сравнительно большое количество повреждений, если учесть небольшое число трансформаторов, выпущенных указанным заводом. Повреждения произошли из-за применения заводом провода с некачественной изоляцией, а также низкого техно-

логического уровня производства на заводе в целом.

Три случая повреждения имели место с трансформаторами 100—320 кВА, 6/0,4 кВ завода «Уралэлектромашина» и Бакинского электрометаллического завода из-за дефектов витковой изоляции, поврежденной при сборке на заводах.

Остальные случаи повреждений имели место у трансформаторов МТЗ мощностью 100—560 кВА и в одном случае — 15 тыс. кВА из-за случайных дефектов витковой изоляции при изготовлении на заводе.

Прочие дефекты обмоток. К этой группе относятся 7 случаев повреждения трансформаторов. Из них 3 случая имели место с трансформаторами АЕГ 15 тыс. кВА, 110/35/6 кВ и 10 тыс. кВА, 110/20 кВ; во всех случаях произошло повреждение регулировочной обмотки 110 кВ вследствие большой разности потенциалов между соседними витками (порядка 1200 В). Здесь имели место грубые ошибки в заводской конструкции изоляции. Четвертый случай имел место с трансформатором АСЕА 20 тыс. кВА, 110/35 кВ из-за нарушения (дефекта) пайки в месте транспозиции обмотки низшего напряжения. Пятый случай относится к трансформатору Сименса 100 тыс. кВА, 220/110/10 кВ, у которого пробило обмотку 220 кВ на корпус. С указанными мощными трансформаторами и в прошлом имели место подобные аварии. Причиной их является, как и у трансформаторов АЕГ, грубая ошибка завода-изготовителя в конструкции изоляции, тщательность выполнения которой имеет особое значение вследствие небольших габаритов трансформатора передвижного типа.

Шестой случай произошел с бустером АЕГ 15 тыс. кВА, 110 кВ, из-за плохой пайки наконечника кабельного вывода на заводе.

Последний случай имел место с трансформатором МТЗ 15 тыс. кВА, 121/38/10 кВ, когда при небольшом толчке тока ($\sim 2 I_{ном}$) трансформатор отключился газовой защитой. Перегорело несколько витков обмотки 121 кВ. Предполагается, что обмотка имела местный дефект.

Дефекты переключателей напряжения. Из 17 случаев 8 случаев повреждения переключателей приходится на импортные конструкции: из них 3 случая с переключателями под нагрузкой.

Повреждения имели место у трансформаторов 35 кВ Сименса и Бергмана, снабженных переключателями скользящего, ползункового типа со щетками, а также с трансформаторами Бергман и Савельяно из-за слабого нажатия (недостаточного контакта) пружин переключателя и недостаточной контактной поверхности.

С импортными переключателями под нагрузкой повреждения имели место из-за динамической и термической неустойчивости переключателя (АЕГ 80 кВ), а также из-за перекрытия переключателя (Бергман 100 кВ и ВВС 110 кВ) — в обоих случаях из-за недостаточных изоляционных расстояний. С переключателями напряжения МТЗ имело место 9 случаев повреждения, преимущественно с переключателями 35 кВ и типа 04-100/35×3.

Дефекты вводов. Сюда относятся: появление трещин в фарфоре изолятора 35 кв МТЗ из-за неравномерного расширения армировки изолятора и 2 случая пробоя вводов МТЗ 6 кв на фланец из-за наличия трещин заводского происхождения на внутренней поверхности фарфора.

Дефекты ремонта

Обмотки с отводами. Основными причинами повреждений обмоток трансформаторов вследствие дефектов ремонта являются: а) некачественная смена их; б) недостаточная сушка или включение в работу без сушки; в) включение в работу трансформаторов после некачественного ремонта без проведения испытаний; г) применение некачественных материалов; д) некачественная пайка; е) прочие дефекты ремонта.

Из-за некачественно проведенной смены обмоток новыми вышло из строя 5 трансформаторов мощностью до 100 кВа.

Вследствие недостаточной квалификации ремонтного персонала и незнания заводской технологии при насадке на сердечник обмоток и при их расклиновке происходит повреждение изоляции витков. Это усугубляется еще тем, что после ремонта часто не производится испытания витковой изоляции.

Из-за включения в работу без сушки после ремонта имело место 3 случая повреждения трансформаторов 180—320 кВа.

Из-за включения трансформаторов в работу после некачественно произведенного ремонта и без проведения всех необходимых испытаний изоляции обмоток имело место 4 случая повреждения обмоток у трансформаторов 100 ÷ 1 000 кВа.

Вследствие отсутствия на местах соответствующих изоляционных материалов ремонт трансформаторов нередко производится при помощи случайных материалов. По этой причине имело место 4 случая повреждения трансформаторов (из-за применения некачественного лака, провода с дефектной изоляцией, некачественного гетинакса и т. д.).

Некачественная пайка привела к двум случаям повреждения: в одном случае (трансформатор 180 кВа) во время ремонта расплавленное олово попало на обмотку низшего напряжения и вызвало при работе витковое замыкание. В другом случае распаялся вывод обмотки высшего напряжения у трансформатора ВВС 20 тыс. кВа, 127/10,5 кв из-за некачественной пайки при ремонте.

В остальных 9 случаях повреждения произошли по самым разнообразным прочим дефектам ремонта. Сюда относятся: плохая затяжка контактного соединения вывода обмотки с изолятором 110 кв; недостаточное расстояние (после ремонта) нейтрали 35 кв от бака, перегоревшей при перенапряжении во время замыкания на землю; недостаточное расстояние друг от друга свободных гибких концов ответвлений обмотки 6 кв, приведшее к короткому замыканию регулировочных катушек трансформатора 100 кВа и пр.

Вводы. Имело место 10 случаев повреждений: 5 случаев с вводами 110 кв и 5 случаев с вводами до 15 кв.

Из-за необнаружения во время капитального ремонта и монтажа трещин в фарфоре в трех случаях пробило вводы 6 кв, а в четвертом случае вытекло масло из расширителя трансформатора 30 тыс. кВа и последний отключился от газовой защиты.

Вследствие попадания влаги в мастиконаполненные вводы 110 кв было 2 случая повреждения; в обоих случаях из-за неудовлетворительно выполненного при ремонте уплотнений ввода. Остальные случаи произошли вследствие прочих причин ремонта: в одном случае при заливке маслом трансформатора воздух из верхней части ввода 110 кв не был выпущен и верхняя часть осталась незаполненной маслом (ввод заполняется маслом из бака трансформатора под давлением), в результате чего пробило ввод; в другом случае лопнул стеклянный расширитель — стакан ввода 110 кв из-за сильного зажатия верхнего колпака во время ремонта и пр.

Переключатели напряжения. К этой группе относится 1 случай повреждения трансформатора 30 кВа, переключенного со схемы звезда-звезда на треугольник-треугольник. В результате переключения обмотки с 10 на 6 кв на текстолитовой шайбе переключателя между ответвлениями появилось напряжение 6 кв, произошло перекрытие по поверхности текстолита и повреждение обмотки одной фазы, оказавшейся замкнутой накоротко.

Сталь. С трансформаторной сталью имели место только 2 случая повреждения. Один случай произошел с трансформатором МТЗ стыкового типа 5 000 кВа, 6/6 кв, у которого при капитальном ремонте были сменены изоляционные прокладки между ярмом и стержнями магнитопровода. Из-за некачественной прессовки и сильной вибрации стали нарушилась целостность прокладок, вызвав повреждение стыков стали. Здесь сказался обычный дефект стыковых трансформаторов — трудность прессовки магнитопровода, усиленная вибрация стали и повреждение изоляционных прокладок стыков и стали.

Другой случай имел место с трансформатором 1 800 кВа фирмы Стромберг, который был переделан с 3 на 2 кв. При перешихтовке трансформатора была нарушена межлистовая изоляция стали, в результате чего возник «пожар стали».

Бак и его арматура. К этой группе относятся 2 случая повреждения.

В одном случае (трансформатор 100 кВа) была обнаружена течь масла из нижней части бака из-за некачественной сварки при ремонте бака.

В другом случае (трансформатор 7 000 кВа) при установке на трансформаторе газовой защиты для крепления расширителя были поставлены болты недостаточного диаметра, в результате чего расширитель получил крен и порвало фланец газовой реле. Трансформатор был отключен газовой защитой.

Дефекты эксплуатации

Перегрузки трансформаторов. Подавляющее большинство повреждений трансформаторов из-за перегрузки (75%) приходится на небольшие трансформаторы (до 180 кВа), уста-

новленные в городских сетях. В результате систематических перегрузок, порядка 30—40% и даже 60%, происходит, как правило, витковое замыкание обмоток. Перегрузке этих трансформаторов подчас способствует наличие на них завышенных по току плавких вставок кустарного изготовления и некалиброванных.

Кроме того, имели место 8 случаев повреждения из-за допущенных перегрузок и более мощных трансформаторов — от 1 600 *кВА* и до 27,5 тыс. *кВА*. Так, трансформатор 5 600 *кВА*, 35/10 *кВ* систематически перегружался на 25—30% и температура масла доходила до 100—105°С. Другой трансформатор 27,5 тыс. *кВА*, 110/6 *кВ* длительно перегружался на 10%.

Характерен случай, когда трансформатор 25 тыс. *кВА* (при форсированном воздушном охлаждении) грузился на полную мощность без дутья, т. е. перегружался на 40%.

Недостаточное количество (у п у с к) и плохое качество масла. Из-за недостаточного количества масла имели место 7 случаев повреждения, при этом в четырех случаях произошло перекрытие и повреждение вводов 6 *кВ* под крышкой трансформатора, в двух случаях — перекрытие обмоток и в одном случае — сгорел весь трансформатор 560 *кВА*.

Из-за загрязнения и наличия влаги в масле произошло 3 случая повреждения: в двух случаях — обмоток трансформаторов 30 и 560 *кВА* и в третьем случае перекрыло бакелитовую тягу переключателя под нагрузкой у трансформатора МТЗ 10 тыс. *кВА*, 35/6 *кВ*.

П о п а д а н и е в л а г и н а т о к о в е д у щ и е ч а с т и. В одном случае во время дождя в боковом кожухе с вводами 6 *кВ* скопилась вода и перекрыло вводы на днище кожуха. Авария произошла с трансформатором фирмы Вестингауз 5 600 *кВА*, 35/6 *кВ* специального типа, предназначенным для комплектной подстанции.

В другом случае влага, сконденсировавшись под крышкой трансформатора, попала на переключатель МТЗ штепсельного типа. Сгорели регулировочные катушки 6 *кВ*, повредило переключатель. Не были выполнены указания противоаварийного циркуляра по трансформаторам без расширителей и с переключателями штепсельного типа.

В третьем случае на трансформатор 5 600 *кВА* попал мокрый снег через жалюзи камеры. Вводы трансформаторов были грязные, длительное время не обтирались. Перекрыло и разрушило изоляторы 3 *кВ*.

П р о ч и е д е ф е к т ы э к с п л о а т а ц и и. Сюда относятся повреждения трансформаторов по самым разнообразным причинам:

неправильная работа предохранителей, установленных на стороне высокого напряжения, вызвавшая 2 случая повреждения обмоток и вводов;

пожар при сушке трансформатора 1 000 *кВА* из-за недостаточной бдительности персонала;

неудовлетворительная (недостаточная) сушка ввода 110 *кВ*, в результате чего перекрыло на корпус бакелитовый экран ввода;

несвоевременная окраска радиаторов трансформатора из-за чего поржавел один из радиато-

ров, образовалось отверстие диаметром 1,5—2 мм и уровень масла в трансформаторе понизился настолько, что трансформаторная группа была отключена газовой защитой и пр.

Старение изоляции

Вследствие старения и износа изоляции обмоток и отводов имело место 34 случая повреждения трансформаторов, причем с обмотками до 15 *кВ* было 24 случая и с обмотками 20 ÷ 35 *кВ* — 10 случаев. Большинство повреждений трансформаторов до 15 *кВ* — 17 случаев — приходится на сухие трансформаторы 5 *кВ* импортных фирм, установленные в городских сетях Львова и работающие от 16 до 42 лет.

С прочими трансформаторами до 15 *кВ* было 7 случаев повреждения. Это трансформаторы завода «Электросила» (2 случая), проработавшие 21 год, трансформатор завода «Динамо», проработавший 30 лет, и трансформаторы МТЗ 100 *кВА* (4 случая), проработавшие 17 ÷ 20 лет.

Из трансформаторов 20—35 *кВ*, терпевших аварии из-за старения изоляции, 5 случаев повреждения имели место с трансформаторами иностранных фирм мощностью 500 ÷ 2 500 *кВА*, проработавшими 20 ÷ 27 лет, и 5 случаев с отечественными трансформаторами 500 ÷ 5 600 *кВА*, проработавшими 14 ÷ 34 года. Старение изоляции у трансформаторов, проработавших 14 ÷ 16 лет, объясняется их длительной работой при номинальной нагрузке, а также перегрузками порядка 10—15%.

Характер повреждения трансформатора из-за естественного старения изоляции следующий: происходит постепенное высыхание изоляции и потеря механической прочности у волокон изоляции, приводящее к витковому замыканию при коротком замыкании, а иногда и без него. У сухих трансформаторов с чередующимся расположением обмоток чаще всего происходит пробой обмотки высшего напряжения на корпус.

Как показывает анализ повреждений трансформаторов вследствие старения изоляции, срок их службы колеблется в довольно широких пределах — от 15—16 до 40—45 лет.

Перенапряжения

Вследствие перенапряжений грозового характера имели место 14 случаев повреждения и вследствие перенапряжений коммутационного характера — 11 случаев. При этом большинство повреждений при грозовых перенапряжениях (8 случаев) имело место с трансформаторами до 15 *кВ*. С трансформаторами 20 ÷ 35 *кВ* имели место 5 случаев повреждения и с трансформаторами 110 *кВ* — 1 случай.

При грозовых перенапряжениях в 10 случаях повреждались обмотки и в 4 случаях — вводы.

Грозовые повреждения небольших трансформаторов мощностью до 180 *кВА* и напряжением до 15 *кВ* и двух трансформаторов 30 *кВ* мощностью тоже до 180 *кВА* явились результатом прямого удара молнии (4 случая), либо несовершенства или отсутствия грозозащиты (6 случаев).

С трансформаторами 20—35 *кВ* мощностью 3,2—15 тыс. *кВА* было 3 грозовых повреждения.

В одном случае перекрыло искровой промежутком и немного оплавило фарфор ввода 35 кВ у импортного трансформатора 15 тыс. кВА. В другом случае перекрыло глазурь ввода 20 кВ у трансформатора МТЗ 3 200 кВА, 20/6 кВ.

В третьем случае из-за отсутствия на подстанции вентильных разрядников пробило обмотку у трансформатора фирмы Йоркшир 5 600 кВА, 35/6 кВ.

Единственный случай грозового повреждения обмоток 110 кВ трансформатора фирмы ASEA 13,5 тыс. кВА также произошел из-за отсутствия вентильных разрядников.

Все 11 случаев повреждений трансформаторов вследствие коммутационных перенапряжений имели место при замыканиях на землю в сетях до 35 кВ с незаземленной нейтралью. При этом в сетях до 15 кВ имели место 6 случаев повреждения и в сетях 35 кВ—5 случаев. Пробою и витковому замыканию при замыканиях на землю способствовали: изношенность изоляции обмоток, скопление шлама на горизонтальных поверхностях изоляции между катушками высшего и низшего напряжений (обмотки дисковые, чередующиеся) и низкая импульсная прочность трансформатора Сименса броневое типа, стыкового, 600 кВА, 30/0,5 кВ.

Прочие причины

К этой категории отнесено 13 случаев повреждений трансформаторов по так называемым «прочим причинам». Ниже приводится описание некоторых наиболее характерных повреждений:

а) При резком изменении температуры — дождь с градом после жаркой погоды — лопнул стеклянный стакан — расширитель ввода 110 кВ у трансформатора МТЗ.

б) При обрыве на линии 6 кВ и схлестывании провода с линией 35 кВ напряжение 35 кВ попало на обмотку 6-кВ трансформатора 1 000 кВА, в результате чего пробило обмотку 6 кВ.

в) Три случая повреждения ввода 6 и 35 кВ из-за наличия в фарфоре скрытых дефектов (волосных трещин).

г) Три случая повреждения обмоток трансформаторов 3 200—5 600 кВА, 35/6 кВ, подорванных во время войны и затем восстановленных в военное время некачественно из-за отсутствия необходимых материалов и квалифицированного персонала и пр.

Причины, не связанные с самым трансформатором или его эксплуатацией

К данной категории относятся главным образом повреждения вводов (9 случаев из 10) вследствие набросов, падения на трансформатор посторонних предметов и других случайных причин.

В трех случаях наброса металлической проволоки на вводы трансформатора произошло перекрытие и повреждение вводов.

В трех случаях падения посторонних предметов на трансформатор происходило перекрытие и разрушение вводов трансформаторов, установленных на открытом воздухе.

Повреждения трансформаторов вследствие таких причин носят случайный характер и в некоторых случаях являются следствием отсутствия надзора и охраны трансформаторных установок.

Выводы

1. Удельная повреждаемость трансформаторов в 1949 г. значительно ниже, чем в 1947 и 1948 гг. (0,27 против 0,42 ÷ 0,43).

2. Следует отметить более высокое качество отечественных трансформаторов изготовления Московского трансформаторного завода по сравнению с трансформаторами иностранных фирм, особенно мощных и высоковольтных (110 кВ и выше). Удельная повреждаемость трансформаторов МТЗ 110 кВ и выше примерно в 5 раз меньше, чем импортных трансформаторов.

3. Отмечается неудовлетворительная конструкция обмоток и переключателей напряжения, в том числе и под нагрузкой, у ряда мощных и высоковольтных трансформаторов иностранных фирм (АЕГ, АСЕА, Сименс, Бергман, Метро-Виккерс и др.), приведших за последние 3 года к большому числу повреждений.

4. Трансформаторы МТЗ 1 000 ÷ 5 600 кВА, 35/6—3 кВ, изготовленные в военный и послевоенный периоды (в 1944—1947 гг.), динамически неустойчивы. В последующих выпусках этот недостаток устранен.

5. Переключатели напряжения 35 кВ трансформаторов МТЗ 3 200 ÷ 5 600 кВА типа 04-100/35×3 термически неустойчивы, вследствие чего завод перешел на изготовление нового, более совершенного типа переключателей.

6. Эксплуатация небольших трансформаторов, установленных в городских сетях, в ряде энергосистем поставлена недостаточно удовлетворительно.

7. Трансформаторы до 15 кВ являются наиболее «беззащитными» от грозовых перенапряжений. За последние 3 года около 60% всех повреждений трансформаторов при грозовых перенапряжениях падает на трансформаторы до 15 кВ.

8. Необходимо при участии Московского трансформаторного завода выпустить руководящие указания по ремонту отдельных элементов трансформатора (обмотки, сталь и др.), а также практиковать посылку ремонтного персонала энергосистем на МТЗ для повышения квалификации и обучения заводской технологии изготовления трансформаторов.

9. Следует ускорить разработку простого и надежного способа определения качества витковой изоляции, так как существующий в настоящее время метод (испытание изоляции витков повышенным напряжением при повышенной частоте) в условиях эксплуатации практически неосуществим.

□ □ □

Об одиночной системе шин на электростанциях и подстанциях¹

Инж. М. М. Белоусов — ВЭС Мосэнерго

Вопрос о схеме коммутации станции или подстанции нельзя решать в отрыве от схемы сети. М. И. Славнин, признавая этот несомненный факт, приводит ряд схем сетей и рассматривает схему коммутации станции или подстанции в связи со схемой сети.

Рассуждения М. И. Славнина заслуживают рассмотрения в тех случаях, когда сеть проектируется и строится вместе с питающей эту сеть станцией или подстанцией. Это иногда имеет место в практике, например, при строительстве фабрично-заводских предприятий. Но для районных станций или подстанций предлагаемые автором решения неприменимы. Мы рассматриваем станцию или подстанцию, питающую разветвленную сеть 6—10 кВ.

В практике энергосистем Советского Союза районные станции и районные подстанции никогда не строятся и не проектируются вместе с сетью 6—10 кВ. В большинстве случаев сеть 6—10 кВ состоит из отдельных радиальных линий, часто принадлежащих разным ведомствам.

Обычно при строительстве подстанции оборудуется лишь 3—4 линии, остальные оборудуются постепенно в течение нескольких лет.

На практике нет и речи о создании схем, подобных приведенным на рис. 2—7 статьи М. И. Славнина. Если в проекте и предусматривались резервные линии, то с ростом нагрузки они чаще всего загружаются и перестают служить резервом. В результате такого положения отключение линии для ремонта, как правило, представляет значительные трудности; одновременное же отключение нескольких кабельных линий (целой секции) практически невозможно.

Культурная эксплуатация немногих существующих в настоящее время районных подстанций с одиночными шинами 6 кВ невозможна; отключение секций шин для чистки, ремонта или расширения — труднейшее мероприятие, проведение которого возможно лишь после длительной организационной и технической подготовки.

Переход к схеме с одиночными шинами при нынешнем состоянии сетей 6 кВ, несомненно, привел бы к росту числа аварий. Нагревшийся

контакт ошиновки, лопнувший изолятор и т. п. при одной системе шин на подстанции означают аварию.

Приведенные автором цифры о количестве аварий из-за неправильных операций с разъединителями при двойной системе шин не внушают доверия. В одной электросети, имеющей около 120 подстанций с двумя системами шин на стороне 6 кВ, за два года не было ни одной неправильной операции с разъединителями при переводе с одной системы шин на другую. Число операций с этими разъединителями составило за это время несколько десятков тысяч.

Схемы собственных нужд станций, а в некоторых случаях и схемы заводских тэц или подстанций могут быть сделаны достаточно надежными при одиночной системе шин вследствие специфических особенностей сетей собственных нужд и заводских сетей. На районных станциях и подстанциях схемы с одиночными шинами не могут быть широко внедрены без коренной реорганизации всего сетевого строительства. Но затевать такую реорганизацию только ради внедрения схем с одиночной системой шин явно нецелесообразно.

В заключение необходимо отметить, что экономическое сравнение схем коммутации, приведенное М. И. Славниным, совершенно неубедительно. Признав в принципе необходимость совместно решать вопрос о схеме подстанции и о схеме питаемой сети, следовало бы в этом сравнении учесть стоимость сети 6 кВ — тогда результаты были бы иные.

Сравнение стоимости только подстанций было бы убедительно, если бы сравниваемые варианты были равноценны в эксплуатации. Между тем, они далеко не равноценны — вариант с одной системой шин требует периодических отключений больших групп линий, вариант с двумя системами шин этого не требует.

Инж. Т. П. Мусатов — Донбассэнерго

Поставленный в статье М. И. Славнина вопрос о схемах с одиночными системами шин заслуживает самого серьезного внимания, однако общего решения в отношении всех понизительных подстанций найти не представляется возможным.

Существующие понизительные подстанции можно разделить на две категории: понизитель-

¹ В порядке обсуждения статьи канд. техн. наук М. И. Славнина, „Электрические станции“, № 4, 1950 г.

ные подстанции районного значения и понижительные подстанции местного значения. В первом случае понижительная подстанция располагается в центре ближайших к ней промышленных предприятий, отстоящих от нее, самое большее, на 5—6 км и связанных с ней одной или двумя линиями 6 кв. Во втором случае понижительная подстанция располагается либо на территории промышленного предприятия, либо в непосредственной близости, но, как правило, всегда распределительное устройство 6 кв понижительной подстанции является в то же время и центральным распределительным пунктом для распределительных подстанций и трансформаторных киосков промышленного предприятия. Можно утверждать, что для понижительных подстанций районного значения схема с двойными шинами с эксплуатационной точки зрения себя целиком и полностью оправдала.

Оценивать достоинства и недостатки одиночной или двойной систем шин только по одной возможности аварии при переключениях, конечно, недостаточно. Вполне естественно, что при одиночной системе шин не будет и переходов с одной системы шин на другую, а следовательно, и возможных при этом аварий. При одиночной системе шин исключается возможность каких-либо профилактических ремонтов по системе и присоединениям без отключения потребителей, не имеющих второго секционированного питания.

Нельзя упускать из виду и того, что, судя по опыту эксплуатации, весьма часто, по мере роста нагрузки отдельные линии перемонтируются (заменяются трансформаторы тока, разъединители и даже ошиновка), что также будет затруднительно при одной системе шин.

Распределительные сети, подключенные к пониженным подстанциям районного значения, обычно взаимно не резервируются, так как они предназначены для электроснабжения отдельных самостоятельных промышленных предприятий.

Следует учитывать также, что в настоящее время часто понижительные подстанции работают без резерва в трансформаторных единицах.

Совершенно другое положение имеет место на пониженных подстанциях местного значения. Здесь с учетом внутрисетевого (точнее — внутрицехового) резервирования вполне достаточно и эксплуатационно будет оправдана схема с одиночной системой шин. Следует отметить положительный опыт эксплуатации таких подстанций, выполненных с одиночной системой и на стороне 35 кв, при двух секциях, разделенных двумя последовательно установленными разъединителями, что дает возможность производить протирку изоляции на секциях без отключения потребителей.

В связи с намечающейся тенденцией всемерного развития глубоких вводов высокого напряжения, заведенных непосредственно к промышленным предприятиям, преобладающим типом понижительных подстанций будут подстанции местного значения, монтируемые с максимально возможными упрощениями, с одиночной системой шин и из комплектных распределительных устройств.

Широкое допущение глухих отпайек для подключения таких подстанций к высоковольтным

линиям исключит необходимость сооружения дорогих и неэкономичных, по потерям в распределительных сетях, понижительных подстанций районного значения.

Инж. Л. И. Двоскин — Теплоэлектропроект

Инж. Славнин исходит из двух положений:

1. В сетях к потребителям появились резервы, а потому схемы электрических станций и подстанций должны выполняться с учетом наличия этих резервов. Эти сетевые резервы используются наилучшим образом, если в установках будет выполнена одна система шин с числом секций, в два раза большим, чем число генерирующих цепей (генераторов и трансформаторов на электрических станциях и трансформаторов на понижительных подстанциях).

Схема соединений с одиночной системой шин экономичнее, чем схема соединений с двойными системами шин.

2. Появилась возможность применения комплектных распределительных устройств и, таким образом, «схемы соединения с двумя системами шин, применявшиеся ранее из-за несовершенства распределительных устройств и оборудования, могут и должны быть заменены более совершенными схемами соединений с одной системой шин».

Рассмотрим подробнее приведенные соображения.

1. Сетевые резервы. Вследствие бурного роста нашей промышленности ряд предприятий длительное время питался и в настоящее время питается без необходимых резервов.

При составлении технических и рабочих проектов станций и подстанций известна только часть потребителей, которую предполагается питать от этих установок; нагрузки потребителей определяются в ряде случаев ориентировочно.

В результате нет уверенности, что потребители будут иметь резервное питание, необходимое для выполнения схем соединений с одиночной системой шин. Таким образом, соображения инж. Славнина о наличии резервов, позволяющих применять схемы соединений с одиночной системой шин, не могут быть признаны соответствующими действительности.

Инж. Славнин рекомендует повсеместно применять схемы соединений с одиночной системой шин (не делая различия между понижительной подстанцией небольшой мощности и электрическими станциями весьма большой мощности), ссылаясь при этом на опыт электростанций, где питание собственных нужд выполняется с одной секционированной системой шин.

Вывод в ревизию одной из секций распределительного устройства собственных нужд, число которых обычно равняется числу котлов на электростанции, приурочивается к остановкам котла, которые происходят несколько раз в течение года, не говоря уже о ежегодном капитальном ремонте каждого котла.

Совершенно иное положение с питанием потребителей, присоединенных к распределительному устройству генераторного напряжения элек-

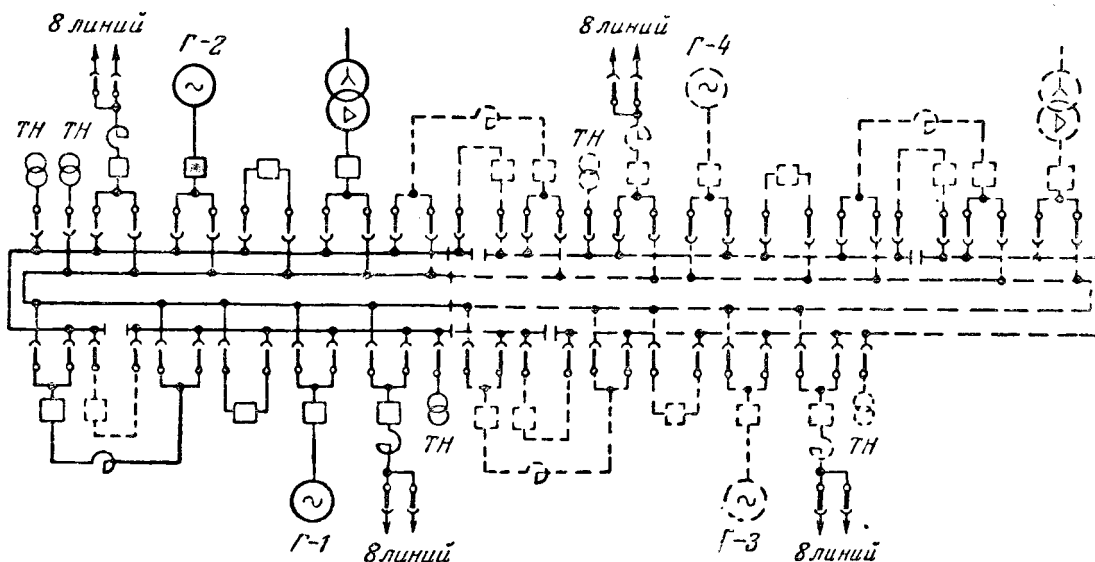


Рис. 1.

тростанции или понизительной подстанции. Отключение секций в этих установках для проведения ремонтных работ возможно только при наличии резервного питания потребителей, а аварийное отключение секций может привести к значительному ущербу у потребителей.

Таким образом, ссылаясь на практику одиночной системы шин в схемах собственных нужд электростанций совершенно не убедительна.

Даваемая инж. Славниным рекомендация о выполнении не менее четырех секций с одиночной системой шин во всех установках не случайна. Действительно, достаточно, чтобы один из многих потребителей имел три рабочих и четвертую резервную линию — как распределительное устройство у источника питания, выполненное с одиночной системой шин, должно иметь не менее четырех секций. В противном случае, например, при выполнении двух секций с одиночной системой шин необходимо будет выполнить для этого мощного потребителя не 33%-ный резерв в линиях (одна резервная линия на три рабочих), а 100%-ный резерв, т. е. необходимо будет выполнить две рабочих и две резервных линии, что, несомненно, приведет к затратам оборудования и кабеля, во много раз превышающим разницу в стоимости выполнения распределительного устройства с одиночной или двойной системами шин.

Но выполнение четырех секций и связанное с этим усложнение схем соединения оправдывается лишь при наличии мощных потребителей и совершенно не оправдывается и излишне при наличии маломощных потребителей.

Предлагаемое инж. Славниным удвоение числа выключателей в цепях генераторов и трансформаторов в целях сохранения генераторной мощности при аварии на собственных шинах действительно необходимо лишь для схем с одиночной системой шин; оно излишне при наличии двойной системы шин, так как такие аварии очень редки, а перерывы в питании при двойных системах шин кратковременны. Установка по два выключателя в цепях генераторов и трансформаторов существенно удорожит и усложнит схему соединений.

Автором сопоставлены затраты на электрооборудование первой очереди распределительного устройства крупной электрической станции при установке двух генераторов (из четырех при полном развитии), выполняемого в одном случае с обычной схемой соединений, с двойными системами шин (рис. 1) и в другом случае — с одиночной системой шин (рис. 2)*.

Произведенные расчеты показали, что за счет различия в количестве многоамперных выключателей и реакторов разница в стоимости электрооборудования на каждые две секции составляет свыше 230 тыс. руб. в пользу схемы с двойными системами шин. При этом принималось, что при первой очереди устанавливается лишь один трансформатор связи с системой. Если бы таких трансформаторов было два, что обычно и бывает, разница в стоимости увеличилась бы еще более.

Приведенные данные показывают, что расчеты инж. Славнина на удешевление электрооборудования при применении одной системы шин не верны.

2. Конструкции распределительных устройств. Тезис инж. Славнина о том, что применение схем соединений с одиночной системой шин позволяет упростить конструкции распределительных устройств, правилен только для определенных типов устройств, а не в общем виде, как он утверждает.

Ответственные распределительные устройства с установкой реакторов на линиях будут выполняться трехэтажными, независимо от того, будут ли они с одиночной или двойными системами шин.

Ширина здания распределительного устройства определяется в последних компоновках вторым этажом, а именно двухрядным расположением выключателей на этом этаже. Очевидно, что и при одиночной системе шин целесообразно рас-

* Первая очередь установок показана на рис. 1 и 2 сплошными линиями, полное развитие — пунктиром. На рис. 8 и 9 в статье инж. Славнина пропущены комплекты шинных трансформаторов напряжения с их шинными разъединителями, развилки из разъединителей на секционном реакторе и шунтирующие выключатели с их разъединителями.

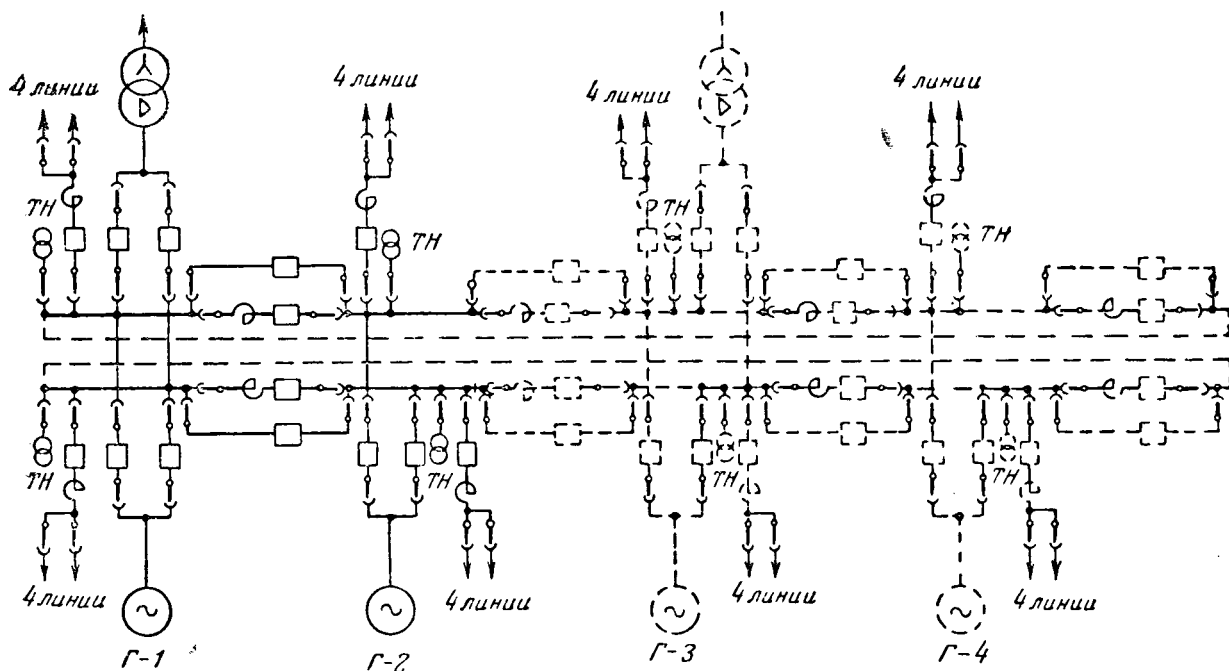


Рис. 2.

мещать выключатели в два ряда, что приводит к меньшим удельным кубатурам здания на одну ячейку.

Шаг ячейки определяется размерами реактора и числом линейных разъединителей и не зависит от того, будет ли в устройстве одиночная или двойная системы шин.

Таким образом, поперечные размеры здания распределительного устройства и кубатура на одну ячейку остаются одинаковыми как при одиночной, так и при двойных системах шин.

Здесь следует также отметить, что там, где при двойных системах шин размещается вторая система шин — в среднем коридоре верхнего этажа, — при одиночной системе шин должны размещаться переключки, посредством которых замыкаются двойные кольца секций (рис. 2). При двойных системах шин для замыкания кольца не требуется отдельных дополнительных шин (см. рис. 1).

Приведенное у инж. Славнина в табл. 1 различие величин кубатуры на одну ячейку здания распределительного устройства при выполнении его с одиночной или двойной системами шин не верно.

К сказанному следует добавить, что число ячеек в распределительном устройстве, необходимое при одиночной системе шин, существенно больше, чем при двойных системах шин. Это объясняется тем, что при одиночной системе шин увеличивается количество аппаратуры и соответственно число ячеек для присоединения генераторов, трансформаторов, трансформаторов напряжения и особенно секционных реакторов, требующих для своего размещения по три ячейки на каждую группу реакторов. Так, для схемы рис. 1 и 2 число ячеек составит 27 и 34 соответственно для первой очереди.

В результате оказывается, что при одиночной системе шин необходимо сооружение здания с объемом, для рассматриваемого случая, почти

на 26% большим, чем при схеме соединений с двойными системами шин. Здесь же необходимо отметить, что выполнение развилки на два выключателя в цепях генераторов и трансформаторов с установкой разъединителей перед и за каждым из выключателей, необходимых при одной системе шин, представляет значительные конструктивные трудности.

Для распределительных устройств 6—10 кВ без реакторов на линиях с одной и двумя системами шин Техническим советом при Министре электростанций утверждены типовые конструкции, габариты которых для обеих схем не отличаются один от другого, и шаг ячейки и внешние размеры здания остаются без изменения².

Таким образом, и для этого типа распределительного устройства переход с двойных систем шин на одиночную не дает никакой экономии в размерах здания распределительного устройства на одну ячейку.

В качестве одного из обоснований необходимости перехода в настоящее время на схемы соединений с одиночной системой шин инж. Славнин выдвигает возможность применения при одиночной системе шин комплектных распределительных устройств. Однако этот довод совершенно не убедителен. Еще 15 лет назад завод «Электроаппарат» изготовлял комплектные распределительные устройства как с одиночной, так и с двойными системами шин без реакторов на линиях. Эти устройства эксплуатируются на предприятиях и электростанциях Советского Союза.

Известны также конструкции комплектных распределительных устройств для мощных установок с реакторами на линиях, выполненные для различных схем соединений: для схем соединений с двойными системами шин, схем с одной рабочей и одной обходной системой шин и, наконец,

² Описание типовых конструкций будет дано в одном из ближайших номеров. Р е д.

с одиночной системой шин. Таким образом, опыт показал, что комплектные устройства могут быть изготовлены для любых схем соединений.

Если применение одиночной системы шин для распределительных устройств генераторного напряжения мощных электростанций связано с коренным усложнением схемы, с существенным увеличением затрат оборудования и удорожанием всего устройства, то иное положение имеет место для устройств небольшой мощности.

По нашему мнению, область применения схемы соединений с одиночной системой шин это — понижительные подстанции промышленных предприятий («глубокие вводы») и распределительные устройства генераторного напряжения относительно небольших электростанций при промышленных предприятиях, когда эти устройства проектируются одновременно со схемой электроснабжения, и необходимый резерв в сети совершенно реален.

Схемы соединений таких простейших устройств могут быть выполнены с одиночной системой шин и с двумя секциями.

Для более крупных потребителей целесообразно сооружение двух таких простейших подстанций с применением принципа «глубоких вводов».

Выводы

Из сопоставления стоимости электрооборудования для обеих сравниваемых схем соединений и объемов строительной части распределительных устройств для этих двух схем следует, что при применении схем соединений с одиночной системой шин на крупных распределительных устройствах электростанций и подстанций удешевления не будет. Наоборот, увеличение числа секций, рекомендуемое при одиночной системе шин, приводит к увеличению стоимости электрооборудования и увеличению объемов строительных работ по распределительным устройствам.

Применение схем соединений с одиночной системой шин целесообразно для электростанций и подстанций относительно небольшой мощности при проектировании их совместно со схемами распределительных сетей.

Инж. А. А. Ермилов — Центрэлектромонтаж

Принципиальная установка статьи инж. Славина на всемерное ограничение применения двойных систем шин на электростанциях и подстанциях правильна.

Утверждение о теснейшей взаимной увязке схем электростанций и подстанций с системой электроснабжения района или промышленного предприятия также не вызывает ни малейших сомнений. Оно имеется в соответствующих директивных указаниях.

Такие принципиальные установки, по крайней мере в отношении распределительных устройств и сетей промышленных предприятий, неуклонно проводились еще до войны. Во время войны применение двух систем шин на подстанциях промышленных предприятий было совсем запрещено (см. § 99 «Правил устройства электроустановок промышленных предприятий»).

Одиночная система сборных шин с разделением в необходимых случаях на секции применяется даже на очень крупных и ответственных подстанциях промышленных предприятий, питающих потребителей первой категории (например, доменные, мартеновские и другие цехи).

При этом необходимая степень бесперебойности электроснабжения надежно обеспечивается путем применения автоматического включения резерва или же достигается путем соответствующего построения схемы электроснабжения, позволяющей обеспечить надежное питание ответственных потребителей.

Произведенные Главэлектромонтажем после войны обследования электрооборудования действующих промышленных предприятий³ показали, что отказ, от двойной системы шин, упрощая эксплуатацию подстанций, не нарушает бесперебойности электроснабжения. Наоборот, надежность электроснабжения повышается, так как простота схем сводит к минимуму вероятность ошибочных манипуляций с коммутационными аппаратами.

Такая практика нашла свое отражение в решении № 41 от 6 февраля 1950 г. Государственной инспекции по промышленной энергетике и энергонадзору МЭС «О некоторых вопросах коммутации в схемах электроснабжения промышленных предприятий».

Тенденция к всемерному ограничению применения двойных систем шин, в допустимых пределах, имеет место уже ряд лет. Эта тенденция проводится в жизнь.

Тем не менее, какая-то, хотя и весьма ограниченная, область применения двойных систем шин в исключительных случаях имеется даже на промышленных предприятиях, так как нельзя отрицать, что общая маневренность и гибкость всей системы электроснабжения при одиночной системе шин несколько снижается (особенно при росте нагрузок и необходимости новых присоединений), даже и при применении предложенных автором схем с двумя выключателями в генераторных цепях.

Двойная система шин может потребоваться, например, в системах электроснабжения крупных заводов с развитой сетью, при наличии главных понизительных подстанций с большим числом присоединений и транзитными линиями, а также при наличии собственной электростанции и связей с энергосистемой.

Необходимость применения двойной системы шин в каждом отдельном случае должна быть тщательным образом обоснована.

На районных электростанциях и подстанциях для двойной системы шин, очевидно, останется еще большая область применения. К сожалению, в статье нет рекомендаций по этому вопросу, неясно, в каких «отдельных» случаях, по мнению автора, все же целесообразно применение двух систем шин.

Преимущества комплектных распределительных устройств КРУ бесспорны. Однако нельзя согласиться с тем, что основным препятствием для широкого внедрения одиночной системы

³ Было обследовано 32 предприятия различных отраслей промышленности.

шин взамен двойной является отсутствие таких устройств. Нельзя также утверждать, что при двойной системе шин комплектные устройства теряют свои положительные свойства.

Как показала практика, комплектные распределительные устройства (с некоторым усложнением их конструкции) могут быть с успехом выполнены и для двойной системы шин. Такие устройства в Советском Союзе разрабатываются.

Необходимо отметить, что предложенные М. И. Славниным схемы с одиночной секционированной системой шин, но с приключением каждого генератора и трансформатора через два выключателя создают при конструировании комплектных устройств с выкатными выключателями и при компоновке всего устройства из отдельных ячеек значительно большие затруднения, чем принятие схемы с двойной системой шин. Единственной приемлемой компоновкой ячеек при предложенной схеме является, пожалуй, двухрядное их расположение задними сторонами друг к другу. Однако это возможно лишь при конструкциях КРУ с односторонним обслуживанием и поэтому может оказаться невыполнимым для мощных комплектных устройств.

В таблице технико-экономического сравнения имеются неясности. Комплектное распределительное устройство, повидимому, ошибочно отнесено в графу с двумя системами шин. Судя по цифрам, оно должно быть с одной системой шин. На схеме 6 не указаны параметры аппаратов, поэтому трудно проанализировать цифры таблицы.

Однако соотношения стоимостей ячеек основных, линейных и секционных⁴ вызывают сомнения. Трудно предположить, чтобы за счет реактора стоимость секционной ячейки возросла в 2,3 раза по сравнению с основной ячейкой.

Стоимость линейной ячейки не должна быть выше основной, так как увеличение стоимости за счет реактора должно скомпенсироваться уменьшением за счет более дешевого линейного выключателя по сравнению с генераторным. Кроме того, для полноты сравнения следовало бы учесть и сетевую часть, так как ее стоимость в обоих вариантах должна быть принципиально различна.

Непонятно, почему в схеме рис. 7,а статьи инж. Славнина не предусмотрены реакторы на отходящих линиях.

Инж. М. С. Улицкий — Оргрэс

Работники эксплуатации большого числа установок с двойными сборными шинами на электрических станциях и подстанциях до сих пор не ставили вопроса о целесообразности отказа от этой схемы на напряжении 6—10 кВ и перехода на одиночные шины.

Наоборот, все попытки упрощения ответственных распределительных устройств и перехода на схему с одиночными шинами со стороны проектных организаций вызывали и вызывают неизменную оппозицию работников эксплуатации.

Если бы схема с двойными шинами не была надежнее схемы с одиночными шинами, то

⁴ Принята терминология статьи инж. Славнина.

вряд ли в эксплуатации так упорно отстаивали бы двойные шины даже для распределительного устройства собственных нужд станций, как это имело место в целом ряде случаев за последние годы.

Утверждение М. И. Славнина о том, что схема с двойными шинами потенциально менее надежна, чем с одиночными, основано на сравнении цифр удельной аварийности при ошибочных операциях с разъединителями при одиночных и двойных шинах.

Если исключить из аварийной статистики неправильные действия с разъединителями при двойных шинах, связанные с простыми операциями (они составляют большинство)⁵, на которые не влияет сложность схемы и которые, следовательно, не характерны для двойных шин, то удельная повреждаемость разъединителей при неправильных действиях с ними во время простоя и во время сложных операций во всяком случае соизмерима.

Не вдаваясь в более подробный анализ этого вопроса, следует только отметить, что за последние 3 года вместе с увеличением количества блокировочных устройств (в настоящее время уже заблокировано до 60% всех установленных разъединителей) абсолютное количество аварий и удельная повреждаемость разъединителей, связанная с неправильными операциями, значительно снизилась.

В связи с дальнейшим усиленным внедрением блокировочных устройств количество таких аварий должно и далее уменьшаться. Поэтому этот фактор не должен оказывать серьезного влияния на сравнительную оценку обеих схем. Одним из основных доводов М. И. Славнина в пользу одиночных шин является то, что, по его мнению, в настоящее время уже имеются достаточные сетевые резервы у потребителей и поэтому, учитывая целесообразность совместного проектирования питающих станций или подстанций энергосистем и потребительской сети, можно обеспечить отключение на кратковременный ремонт и одиночную систему шин; электроснабжение потребителей при этом сохраняется за счет линий, питающих этих потребителей от других секций станции.

Увеличение сетевых резервов у потребителей требует дополнительных вложений меди в сеть. Необходимая степень резервирования сетей в настоящее время установлена «Правилами устройств электротехнических установок» (см. раздел «Электроснабжение промышленных предприятий», § 4—9).

Эти «Правила» признают необходимость обеспечения резервным питанием потребителей только первой категории. При наличии у потребителей нагрузок, относящихся к различным категориям, пропускная способность резерва может обеспечивать только нагрузку первой категории.

Таким образом, практически только потребители первой категории и часть потребителей второй категории могут рассчитывать на достаточные резервы, которые давали бы возможность

⁵ За период 1944—1949 гг. аварии при двойных шинах, связанные с неправильными действиями с разъединителями при простых операциях, происходили в 1½ раза чаще, чем при сложных.

кратковременно отключать одну из питающих линий предприятия вместе с соответствующей секцией одиночных шин станций или подстанций.

Следует также отметить, что типовой проект современной тэц ориентируется на 10—14 отходящих кабельных линий в каждой секции распределительного устройства. Большинство этих линий при правильном комплексном проектировании источников питания энергосистемы и сети потребителей должны принадлежать разным предприятиям, в частности и для возможности отключения секции шин в ремонт без нарушения снабжения потребителей. Отсюда одна система шин на питающей станции требует наличия сетевых резервов у всех категорий потребителей, питающихся от данной секции, независимо от категории этих потребителей, т. е. требует дополнительных вложений меди в объеме, значительно большем, чем это предусматривают «Правила»; в противном случае не будет обеспечена равноценность одиночной и двойной системы шин.

Наконец, если даже будет комплексно спроектирована питающая станция с одиночными шинами вместе с потребительской сетью, имеющей необходимые резервы, то при отключении на ремонт одной секции шин на станции должны лишаться одновременно одного источника питания минимум 7—10 разных предприятий. Для этого необходимо, чтобы у 7—10 предприятий с разными технологическими процессами и хозяйственной организацией была бы возможность одновременного отключения по одному источнику питания.

Другими словами, одна система шин требует жесткого одновременного принудительного графика планово-предупредительных ремонтов разъединителей и шин станции и системы электропитания различных предприятий и тем самым заставляет приспособляться основные производства предприятий к работе источника электропитания.

Возможность практического осуществления такого режима ремонта совершенно нереальна, а такая постановка вопроса принципиально неправильна.

Следует отметить, что даже по подсчетам М. И. Славнина экономия стоимости распределительного устройства с одиночной системой шин по сравнению с двойными системами шин составляет только 8% общей стоимости сооружения. Не вдаваясь в критику этой цифры (которая, по нашему мнению, преувеличена), мы считаем, что даже эта экономия не может оказать существенного влияния на выбор одиночной системы шин.

Одиночная система шин на станциях и ответственных подстанциях может внедряться там, где это не снижает надежности и бесперебойности питания потребителей.

Для подстанций применять распределительные устройства с одной системой шин целесообразно, когда подстанция питает одно предприятие, имеющее необходимые сетевые резервы, либо ряд восторженных потребителей.

Выводы

1. Опыт эксплуатации показал, что в части возможности возникновения аварий при ошибочных операциях с разъединителями схема с двой-

ными сборными шинами во всяком случае не менее надежна, чем схема с одиночными шинами.

2. В настоящее время потребительские сети еще не обеспечены такими сетевыми резервами, которые давали бы возможность широко внедрять на станциях и ответственных подстанциях схемы с одиночными шинами.

3. В тех случаях, когда такие сетевые резервы и будут иметься, одиночная система шин требует одновременного жесткого графика планово-предупредительного ремонта шин и разъединителей на станции и у десятка различных предприятий, что является практически невыполнимым и принципиально неправильным.

4. Применение схем с одиночной системой шин (в соответствии с рис. 6,а и 7,а статьи М. И. Славнина) целесообразно там, где это не может отразиться на надежности и бесперебойности питания потребителей.

Этим условиям могут удовлетворять для станций секционированные шины собственных нужд или заводские электростанции, а для подстанций устройства, питающие ряд цеховых подстанций какого-либо одного предприятия, у которого имеются необходимые сетевые резервы, или небольшие подстанции, питающие только потребителей второй и третьей категории.

Канд. техн. наук Н. Н. Крачковский — Гидроэнергoproject

В статье М. И. Славнина правильно и своевременно ставится вопрос об отказе на электрических станциях и подстанциях от обычно применяемых схем на напряжении 6—10 кВ и целесообразности перехода на схему с одиночной, секционированной системой шин, к которой генераторы и повышающие трансформаторы присоединяются через два выключателя, а все линии через один выключатель к одной из секций.

Помимо тех доводов, которые приведены автором в защиту своего предложения, следует еще указать на требования к схемам электрических соединений станций и подстанций, которые возникают в связи с предстоящим широким внедрением на них автоматики и телемеханики.

Последнее связано с уменьшением количества дежурного персонала, а в ряде случаев и с отказом вообще от постоянного дежурного персонала.

Должны получить распространение необслуживаемые подстанции с телеуправлением выключателями с диспетчерского пункта. Совершенно очевидно, что на таких подстанциях оперативность должна осуществляться только на выключателях, так как телеуправление разъединителями, по существу, неприменимо из-за его недостаточной надежности, усложнения и удорожания каналов телевязи и перегрузки персонала диспетчерских пунктов излишними обязанностями, особенно в моменты ликвидации аварий. Схемы коммутации станций и подстанций с развилками из разъединителей и междушинными выключателями в этом отношении являются неудовлетворительными, и целесообразен переход на одиночную секционированную систему шин, при которой

разъединители используются лишь при выводах оборудования в ремонт или в ревизию. При применении же комплектных распределительных устройств разъединители, как самостоятельные аппараты, вообще исчезают, а следовательно, отпадают и возможные с ними аварии.

Следует отметить, что в распределительных устройствах обычного типа с двойной системой сборных шин эксплуатация нормально ведется на одной рабочей системе шин, а вторая является исключительно резервной.

Ее появление вызвано желанием сохранить в работе подстанцию при ремонте и ревизии рабочей системы шин.

При комплектных распределительных устройствах, при которых шины имеют сплошное ограждение и более или менее надежно защищены от проникновения пыли, надобность в их ревизии возникает очень редко; при применении же непрерывной изоляции шин чистка шин вообще не требуется.

При одиночной секционированной системе шин с присоединением генераторов и трансформаторов через два выключателя к разным секциям выход из работы одной из секций не влечет за собой потери генераторной мощности, а лишь прекращение подачи мощности по кабелям, присоединенным к данной секции, причем, поскольку число секций в два раза больше, то временно выходит из работы вдвое меньшее число линий. Для обеспечения питания потребителей необходимо иметь рациональную схему коммутации сети и надлежащее резервирование питания отдельных потребителей.

Следует отметить, что данное автором разделение потребителей по категориям и определение требуемой ими надежности электроснабжения не соответствует формулировкам «Правил», на что уже было обращено внимание редакцией журнала.

Если рассматривать радиальное питание потребителей второй категории, степень резервирования которых согласно «Правилам» определяется технико-экономическими соображениями, то для них, как некоторый средний случай, можно принять питание по двум кабелям, рассчитанным каждый на 50% максимальной нагрузки. При выборе кабелей по экономической плотности тока при аварии оставшийся в работе кабель обеспечит практически номинальную нагрузку для кабелей сечением 70—95 мм².

Если для питания ряда потребителей применяется кольцевая кабельная сеть, то необходимая степень резервирования питания потребителей может быть обеспечена путем применения рациональной конфигурации сети с учетом требуемой степени резервирования отдельных потребителей.

Из этих соображений следует, что кабельная сеть не является фактором, препятствующим применению рациональной схемы коммутации электрической станции или подстанции, и выводы, которые делает М. И. Славнин в конце своей статьи, являются вполне правильными.

Б. А. Хомутов — ЦРС Новосибирскэнерго

Инж. М. И. Славниным затронут важный круг вопросов выбора наиболее целесообразных схем коммутации электростанций и подстанций в совместном решении со схемами потребительских сетей.

При решении поставленных задач дополнительно стоит учесть следующие соображения:

1. Представляется целесообразным учитывать не только интересы потребителей генераторного напряжения (если по своему характеру они не являются безусловно определяющими), но и удельный вес агрегата станции в энергосистеме. Вполне допустимо максимально упростить даже за счет надежности главную схему станции с агрегатами 25—50 тыс. кВт, если станция подключается к мощной энергосистеме, и в то же время имеет смысл выбрать наиболее надежную, хотя бы и более сложную и дорогую, схему для станции, с которой начинается или продолжается развитие небольшой энергосистемы с ответственными нагрузками.

2. Идея глубокого секционирования давно завоевала всеобщее признание эксплуатации. В частности, широко практикуется одновременная работа на всех имеющихся секциях с использованием резервной системы шин в качестве секции на всех напряжениях. Опыт эксплуатации показывает, что против работы на резервной системе шин одновременно с работой на секциях имеются серьезные возражения только для закрытых распределительных устройств старой конструкции с открытой развилкой шинных разъединителей.

Такую конструкцию давно пора совершенно изъять из практики проектирования, что не учитывается проектными организациями.

3. Современные конструкции шин типовых закрытых распределительных устройств при должной постановке профилактики изоляции вполне надежны и могут работать практически безаварийно, не уступая в этом отношении комплектным распределительным устройствам.

Короткие замыкания на сборных шинах и в зоне шинных разъединителей типовых устройств при наличии быстродействующей защиты шин в подавляющем большинстве случаев не вызывают достаточных разрушений, препятствующих немедленной повторной подаче напряжения на сборные шины.

4. Сокращение объема строительных работ на 30% для распределительных устройств станции при удельном весе этих устройств в общем объеме строительных работ по станции ~ 7—15%, безусловно, не является определяющим в вопросах ускорения ввода новых генерирующих мощностей, а скоростной монтаж мыслим и для обычной конструкции распределительных устройств.

Иначе обстоит дело на подстанциях — для них применение комплектных устройств может дать заметную выгоду.

5. Предложенное М. И. Славниным удвоение мощных генераторных и трансформаторных выключателей, которые долго еще будут одной из определяющих позиций в осуществлении распределительных устройств, в настоящее время представляется нереальным и непоследовательным.

6. Одиночная система шин имеет перед двойной серьезные преимущества с точки зрения техники безопасности (для закрытых распределительных устройств).

Выводы

Основную мысль, М. И. Славнина об отказе от чисто резервных систем шин и глубоком секционировании следует решительно поддержать в следующем разрезе.

1. Работа на одиночной системе шин в распределительных устройствах современных конструкций вполне надежна, и достаточно принять решение об обязательном оборудовании секций сборных шин быстро действующей защитой шин и о повторном включении шин всех напряжений, в том числе и генераторного для того, чтобы смело и последовательно ставить вопрос об отказе от резервной системы в чистом виде, без удвоения выключателей.

2. Пока ориентация на комплектные устройства нереальна, секции сборных шин следует проектировать в принятом типовом решении с закрытой развилкой шинных разъединителей. При этом каждая секция будет «резервной» для одной из других и может быть использована для более маневренного перераспределения нагрузок.

3. Распределительные устройства собственных нужд и распределительные устройства низших напряжений подстанций при достаточном резервировании по агрегатам вспомогательного оборудования станций и при наличии резерва в распределительных сетях потребителей, безусловно, целесообразно проектировать с одной системой шин, но с учетом четкого и полного решения вопросов автоматического включения резерва.

Канд. техн. наук М. И. Славнин — Теплоэлектропроект

Вопрос о более широком применении одиночной системы шин на электрических станциях и подстанциях встретил очень широкий отклик со стороны работников эксплуатации и проектных организаций, что указывает на его актуальность.

Постараемся возможно объективнее подвести итоги дискуссии по наиболее важным соображениям, высказанным в защиту и против применения обсуждаемой схемы.

Весьма ценными являются мысли, приведенные в статье канд. техн. наук Н. Н. Крачковского в отношении возможности более широкой автоматизации управления при одиночной системе шин и о наличии потенциального 100%-ного аварийного резерва в сетях, выполненных с частичным нормальным резервированием, при выборе кабелей по экономической плотности тока, как это должно иметь место в современных сетях.

Показательными представляются также данные о высокой надежности электроснабжения, приведенные инж. А. А. Ермиловым на основании обследования 32 предприятий различных отраслей промышленности и подтверждающие тот неопровержимый факт, что отказ от двойной систе-

мы шин, упрощая эксплуатацию подстанций (разрядка наша. — М. С.), не приводит к нарушению бесперебойности электроснабжения.

Не является случайным и то обстоятельство, что широкое применение распределительных устройств с одной системой шин в промышленных установках, даже для потребителей первой категории, начатое в дни Великой Отечественной войны в целях экономии средств и ускорения строительства, было узаконено для ответственных промышленных подстанций и в послевоенное время (решение Энергонадзора МЭС СССР № 41 от 6/II 1950 г.).

Заслуживает также внимания использование резервной системы шин (при двойной системе) в качестве рабочей секции с целью увеличения числа рабочих секций, известное автору по ряду объектов и подтверждаемое сообщением Б. А. Хомутова.

Все эти и другие обстоятельства, приведенные в статье автора и в статьях дискуссии, еще более убеждают в правильности более широкого применения одной системы шин не только в промышленных подстанциях типа центральных распределительных пунктов, центральных понизительных подстанций и крупных цеховых подстанций, но и на электрических станциях.

Какие же возражения выдвигаются против одиночной системы шин на станциях и районных подстанциях?

Наиболее полно они изложены в высказываниях Л. И. Двоскина и М. М. Белоусова.

1. Они утверждают, что в настоящее время ряд предприятий длительное время питается без необходимых резервов вследствие отставания в развитии сетей.

Во-первых, автор не может согласиться с таким огульным утверждением. Во всех современных установках, где резервы действительно необходимы, они выполняются. Во-вторых, непонятно, каким образом вторая система может компенсировать все эти дефекты.

Если исходить из основной предпосылки о применении комплектных устройств, т. е. устройств, обладающих наиболее высокой степенью надежности, не требующих в течение двух-трех лет профилактических осмотров, чисток и т. п., то не ясно ли, что кабельная линия представляет гораздо больше оснований для беспокойства, и если она не обеспечена резервом, то вторая система шин здесь совершенно не поможет.

Л. И. Двоскин и М. М. Белоусов, говоря об одиночной системе шин, все время имеют в виду ремонт нагретого контакта, чистку шин, смену аппаратуры в ячейке отходящей линии и т. п., предполагая обычный тип распределительного устройства, но даже и в этом случае они непоследовательны. Если нагретый контакт находится после шинного разъединителя, если нужно чистить изоляторы и оборудование в самой ячейке линии, если нужно сменить в ней трансформатор тока, то непонятно, как может их выручить вторая система шин и избавить потребителя от перерывов в электроснабжении, если нет второй линии или резервной перемычки от других подстанций и т. п.

Если же есть резервное питание, то вторая линия, конечно, будет присоединена к другой секции источника питания и вторая система шин становится ненужной.

Положение М. М. Белоусова о том, что чистку сборных шин можно осуществлять без перерыва питания потребителей, а чистку и ремонт ячеек выполнять поочередно в соответствии с графиком работы каждого предприятия (что значительно легче, чем отключить всю секцию при отсутствии резервного питания), является до некоторой степени плюсом двойной системы шин.

2. Аргументация Л. И. Двоскина об обязательности четырех секций при схеме с одиночными шинами, якобы не оправдывающихся для маломощных потребителей, является, повидимому, недоразумением.

Предположим, что имеется несколько линий, питающих маломощных потребителей. Очевидно, что каждая из этих линий будет по возможности нагружена по ее пропускной мощности, исходя из экономической плотности тока, т. е. если потребители маломощны, то одна линия будет питать ряд потребителей по схеме сквозной магистрали. Тогда совершенно несущественно, одного или нескольких потребителей она питает. Важно то, что и резервная магистраль будет заведена на те подстанции, где резерв необходим.

3. Рассмотрим экономическую сторону вопроса. Бесспорно, что, например, при 16 линиях и двух секциях авария на секции приводит к перерыву питания на восьми линиях, при четырех секциях только — на четырех линиях. Но оборудование четырех секций при одиночной системе шин стоит, как доказывает т. Двоскин, дороже чем двух секций при двойной системе.

Прежде всего, конечный результат подсчетов вызывает сомнение. Не может одиночная система, в особенности при двух генераторах, стоить дороже двойной. Ошибку в подсчетах т. Двоскина обнаружить нетрудно.

Для первой очереди в схеме с двумя сборными шинами у т. Двоскина подсчитано 6 выключателей, т. е. он вполне правильно не предусматривает выключателя, шунтирующего секционный реактор. При схеме с одиночной системой шин имеется еще больше оснований отказаться от таких выключателей, так как секционные реакторы дублированы, разница напряжений на секциях будет значительно меньше, а роль шунтирующих выключателей могут выполнить выключатели генераторов и трансформаторов. Мнение автора таково, что шунтирующие выключатели вообще не нужны. Таким образом, более правильно при сравнении стоимости считать число выключателей не 6 и 10, а 6 и 8.

В связи с этим сокращается количество шинных разъединителей, трансформаторов, тока. Кроме того, в схеме с одиночной системой шин нельзя принимать пропускную способность реакторов и их стоимость такой же, как и для двойной системы шин, поскольку в первом случае число реакторов в два раза больше.

Если внести эти коррективы, то никакого превышения стоимости распределительных устройств

с одиночной системой по сравнению с двойной системой не получится, а результат будет обратный. Тем более, нельзя игнорировать и строительную часть и ограничиваться общими рассуждениями, что кубатура здания распределительных устройств в обоих случаях будет одинакова. С этим никак нельзя согласиться; в частности, непонятно утверждение т. Двоскина о необходимости сохранения трех этажей при одиночной системе шин.

В отношении конструкции распределительных устройств еще не сделана надлежащая работа и как соображения автора, так и высказывания т. Двоскина, не выходят за пределы обычных предварительных, сугубо ориентировочных, прикидок.

Как в отношении действительной стоимости распределительных устройств при одиночной и двойной системах шин, так и строительной части еще предстоит сделать более углубленную проработку, но несомненно, что и капитальные затраты и объем строительных работ при одиночной системе при правильном проектировании будут ниже, чем при двух системах.

4. Заметим, что вопрос о сети нельзя связывать с вопросом о капитальных затратах.

Не следует представлять себе проблему так, что одна система требует особой сети. Нет, сеть берется такая, какая нужна по условиям производства и в том и в другом случае.

5. Наконец, необходимо остановиться на предложении некоторых высказывавшихся товарищей (Л. И. Двоскин, А. А. Ермилов) не связывать вопрос об одиночной системе шин с конструкцией комплектных распределительных устройств, так как решение этого вопроса возможно, якобы, и при обычных конструкциях, которые вполне надежны, и т. п.

Автор полагает, что, признавая надежность современных конструкций распределительных устройств, нельзя не считаться с периодическими чистками шин, оборудования ячеек и т. п., в особенности в районах с загрязненным воздухом, а это, несомненно, говорит в пользу комплектных распределительных устройств.

Качество и темпы монтажа при комплектных устройствах, несомненно, выше, чем при обычных ячейковых конструкциях.

6. В отношении комплексности проектирования схемы станции и сети генераторного напряжения следует отметить, что эта комплексность понимается иногда, как требование одновременного проектирования станции и сети. И так как практически это почти никогда не имеет места, то некоторые оппоненты (М. М. Белоусов) полагают, что и предлагаемые решения по схемам станций неприменимы.

Комплексность отнюдь нельзя смешивать с одновременностью, а нужно понимать ее как проектирование и увязку схемы сети с имеющейся уже схемой станции или районной подстанции, что включает: выбор надлежащей схемы сети; пропускной мощности линий при нормальных и аварийных режимах; распределение линий по секциям станции или центральной подстанции и т. п.

7. Совершенно не влияет на решение вопроса принадлежность сети энергосистеме или отдельным предприятиям.

Подытожим еще раз, из-за чего же все-таки следовало бы более широко применять одиночную систему шин:

1. Из-за четкости, простоты схемы, удобства и надежности эксплуатации, что не опровергнуто дискуссией.

2. Из-за возможности широкой автоматизации управления.

3. Из-за возможности применения комплект-

ных распределительных устройств, которые со своей стороны обеспечивают надежность в работе, удобство и безопасность обслуживания, скоростной и качественный монтаж, меньшие капитальные затраты и значительно меньший объем строительных работ.

В заключение автор должен отметить, что в таблице, помещенной в статье (№ 4, 1950 г.), имеется опечатка: комплектное устройство КРУ отнесено графой к двойной системе; из цифровых данных и из текста видно, что оно относится к одиночной системе.

ОТ РЕДАКЦИИ

Подводя итоги дискуссии о расширении области применения схемы с одиночными сборными шинами, редакция отмечает, что значительная часть высказавшихся подтверждает своевременность постановки этого вопроса.

При соответствующем построении схемы сети применение распределительных устройств с одиночными шинами обеспечивает простоту эксплуатации, что повышает надежность электроснабжения и облегчает применение автоматизации; конструкция распределительного устройства упрощается.

В высказываниях, возражающих против расширения области применения обсуждаемой схемы, в значительной мере повторяются доводы, выдвигавшиеся против применения такой схемы для собственных нужд электростанций: затруднения с производством ремонта, возможность длительных перерывов работы при повреждении единственной системы шин, необходимость иметь резервные шины для эксплуатационных испытаний. Опыт показал, что при соответствующей схеме сети собственных нужд (в частности, при глубоком секционировании) подобные возражения оказались необоснованными, и принятие схемы с одиночными шинами повысило надежность электроснабжения и удешевило установки собственных нужд.

Однако было бы неправильным не принять во внимание указаний представителей эксплуатации и проектных организаций (инж. М. М. Белоусов, инж. Л. И. Двоскин и др.) о серьезных затруднениях, которые могут возникнуть при применении обсуждаемой схемы для станций средней и большой мощности и для районных подстанций,

питающих ряд различных промышленных предприятий и коммунальных потребителей, если условия развития и построения сетей останутся в существующем состоянии. Если к моменту проектирования схемы распределительного устройства число, мощность и схема электроснабжения оказываются неясными, если развитие сети запаздывает по сравнению с ростом нагрузки, если планы развития сети не соблюдаются и распределительные устройства работают в иных условиях, чем это принималось при проектировании, то применять схему с одиночными шинами, требующую строгого согласования с построением сети, было бы неправильно. Хотя все перечисленные обстоятельства устранимы и, очевидно, будут устранены, все же этот процесс потребует некоторого времени.

Однако большинством участников дискуссии отмечались области применения схемы с одиночными шинами, где положительные результаты могут быть получены уже в настоящее время. Это — подстанции средней мощности, распределительные устройства станций промышленных предприятий, в том числе значительной мощности, подстанции глубоких видов линий основного напряжения энергетических систем. Дискуссия показала, что в этой области следует идти на более смелое и широкое применение обсуждаемой схемы, чем это имело место до настоящего времени.

Наряду с подстанциями с двойной системой шин более широко должны применяться подстанции с одиночной системой шин.

□ □ □

Возможность уменьшения ступени выдержки времени релейной защиты¹

Инж. А. Б. Барзам

Селективность действия ряда защит (максимальных, дистанционных) обеспечивается выполнением на них различных выдержек времени. Выдержка времени защиты, находящейся на следующем участке (дальше от места повреждения), должна быть на ступень больше выдержки времени защиты предыдущего смежного участка.

Степень выдержки времени выбирают, исходя из следующего:

$$\Delta t = t_2 - t_1 = t_{\text{выкл}1} + \Delta t_1 + \Delta t_2 + t_{\text{ин}2} + t_{\text{запаса}}, \quad (1)$$

где t_1 и t_2 — выдержки времени соответственно защит 1 и 2;

$t_{\text{выкл}1}$ — время действия выключателя 1 с момента подачи отключающего импульса до момента гашения дуги;

$t_{\text{ин}2}$ — время инерционной ошибки защиты 2 (учитывается только для медленно действующих индукционных реле);

Δt_2 — предельная возможная ошибка времени действия защиты 2 (принимается в сторону преуменьшения времени);

Δt_1 — предельная возможная ошибка времени действия защиты 1 (принимается в сторону преувеличения выдержки времени);

$t_{\text{запаса}}$ — время запаса.

Обычно принимают:

$t_{\text{выкл}1} = 0,15$ сек.; $t_{\text{запаса}} = 0,25 \div 0,35$ сек., а ступень выдержки времени устанавливают равной 0,7 сек.

Желание обеспечить более быстрое отключение повреждений, естественно, вызывает стремление к уменьшению этой ступени. В отдельных энергосистемах уже имеются устройства защиты со ступенью выдержки времени меньше 0,7 сек.

¹ Печатается в порядке обсуждения. Р е д.

В первую очередь уменьшение выдержки времени может быть сделано за счет уменьшения ошибки реле времени. Ошибка реле времени типа ЭВ-182 со шкалой в 10 сек. принимается в $\pm 0,15$ сек. Может казаться, что ошибку допустимо пересчитывать для меньших уставок времени, пропорционально отношению времени уставки к времени всей шкалы. Предположение является неправильным².

Однако очевидным является, что если, например, время действия защиты первого участка составляет 0,5 сек., то принятие времени действия защиты следующего участка $0,5 + 0,7 = 1,2$ сек. не может быть оправданным. Для второй защиты удвоенная ошибка реле времени 0,3 сек. составляет четверть общего времени.

Решение напрашивается в таком виде, что желательно для каждой выдержки времени иметь свое исполнение реле времени. Практически это невозможно. Но иметь несколько исполнений реле времени, например, со шкалой в 0,5 сек., 1 сек., 2 сек., безусловно, можно. Такие реле будут иметь меньшие ошибки, что соответственно позволит для защит с малыми выдержками времени, т. е. наиболее важных защит, принимать меньшие ступени селективности. Представляется, что для реле на 0,5 сек. может быть достигнут разброс не более 0,025 сек., на 1 сек. — 0,04 сек., на 2 сек. — 0,07 сек. Это позволит существенно уменьшить выдержки времени защит. Кроме того, при хорошей аппаратуре можно сократить время запаса.

² Автор обязан этим разъяснением инж. Е. Д. Зейлидзю, который указал, что ошибка практически очень мало зависит от выбранной уставки при данных пределах шкалы, а определяется конструктивным исполнением реле, точностью его механизма замедления и что при конструктивном и габаритно-равноценных механизмах абсолютная ошибка уменьшается с уменьшением пределов шкалы. Это было затем подтверждено специальными испытаниями, проведенными автором.

ОТ РЕДАКЦИИ

В настоящее время Чебоксарским электроаппаратным заводом выпускаются реле времени на 4 и 10 сек., заводом «Энергоприбор» — на 6 и 20 сек. В реле на 6 сек. заводы «Энергоприбор» возможно снятием грузов на анкерном механизме получить пределы шкалы примерно в 2 сек. с увеличением точности.

Вопрос об использовании всех возможностей для уменьшения ступеней выдержки времени и, следовательно, времени действия защит, заслуживает внимания. Редакция просит читателей сообщить, какие применялись в их практике решения в этом направлении.



Некоторые итоги эксплуатации устройств телемеханики в энергетической системе

Инж. Е. А. Рязанцев

В энергосистеме находится в работе 12 комплектов устройств телеуправления и телесигнализации (ТУ-ТС) и большое количество аппаратуры телеизмерения различных систем. Помимо этого, силами энергосистемы был заново изготовлен и смонтирован диспетчерский щит энергосистемы с мнемосхемой.

При осуществлении телемеханизации возникли затруднения из-за отсутствия необходимого количества каналов связи между диспетчерским пунктом и контролируемыми пунктами (КП). Минимально требовалось на каждый КП два канала — один для телесигнализации и телеуправления и один — для телеизмерения.

На рис. 1 приведена осуществленная схема уплотнения телефонной линии с образованием двух каналов для телемеханики. Первый канал на постоянном токе с «землей» используется либо для импульсного телеизмерения, либо для времяраспределительной системы ТУ-ТС. Вторым каналом, образованным частотой $3\,500 \div 4\,000$ гц, используется либо для частотного телеизмерения, либо для телесигнализации.

Во втором случае устройства ТУ-ТС снабжены приемо-передатчиками частотного уплотнения на обоих концах линии, обработанной фильтрами типа ДК-2,8. Дроссельная часть фильтра включена последовательно в линию связи и запирает все частоты выше $2,8$ кГц. Конденсаторная часть фильтра включается параллельно линии связи и запирает все частоты ниже $2,8$ кГц.

Конструкция приемо-передатчика, предложенная автором настоящей статьи, разработана на базе существующих приемо-передатчиков, применяемых в схемах высокочастотной блокировки защиты по линиям электропередачи.

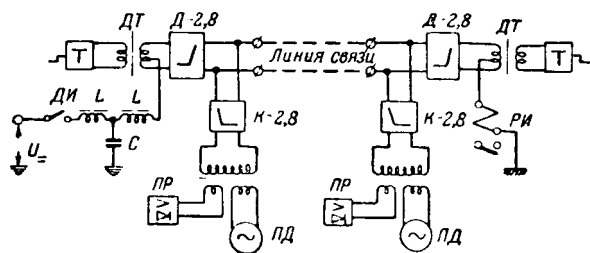


Рис. 1. Схема уплотнения телефонной линии.

Т — телефоны; ДТ — дифференциальный трансформатор; ДИ — контакт датчика импульсов; РИ — приемное реле; ПД и ПР — частотные передатчики и приемники.

Передатчик состоит из задающего генератора и выходного каскада, собранного по двухтактной схеме. Управление передатчиком производится контактом реле P_1 , подающим минус на катоды ламп. Приемник — двухламповый; первая лампа — усилитель напряжения, вторая — детектор и усилитель мощности. В анодной цепи второй лампы включено поляризованное реле P_2 . Все лампы типа 30П1М с питанием от оперативной батареи 110 в. Выходная мощность передатчика $3 - 4$ вт при напряжении до 50 в. Чувствительность приемника $0,5$ в.

Принципиальная схема приемо-передатчика изображена на рис. 2. Контуры настроены на фиксированную частоту, вследствие чего все устройство очень компактно и помещается в кожухе от реле ИР-101. В целях увеличения срока службы ламп напряжение накала снижено до $25 \div 27$ в, вместо номинального 30 в.

Линия связи состоит из стальной цепи длиной ~ 40 км и кабельной вставки в 11 км. Для обоих направлений передачи принята одна частота. Нормально в линии связи ток передатчика отсутствует; он возникает в форме импульсов лишь во время передачи сигналов. Таким образом, непрерывного контроля исправности канала не имеется, что вполне допустимо, учитывая наличие непрерывного телеизмерения по этой же проводной цепи, а также контроля состояния приемо-передатчика. При отсутствии одного из указанных условий следует применять схему с двумя различными частотами. Описанное устройство частотного уплотнения находится в эксплуатации 2 года.

Помимо этого, для целей телемеханики использованы и другие виды каналов связи — воздушные и кабельные линии без уплотнений и с дифференциальными трансформаторами.

Следует отметить, что все каналы телемеханики работают одинаково хорошо при исправном состоянии физических цепей, причем степень надежности того или иного канала обусловлена эксплуатационным состоянием линий связи.

Обычно принято считать наиболее надежной кабельную линию вследствие того, что она не подвержена атмосферным влияниям (гроза, ветер, гололед). К тому же вероятность совпадения во времени повреждений кабельных линий с аварией в энергосистеме несравненно меньше, чем

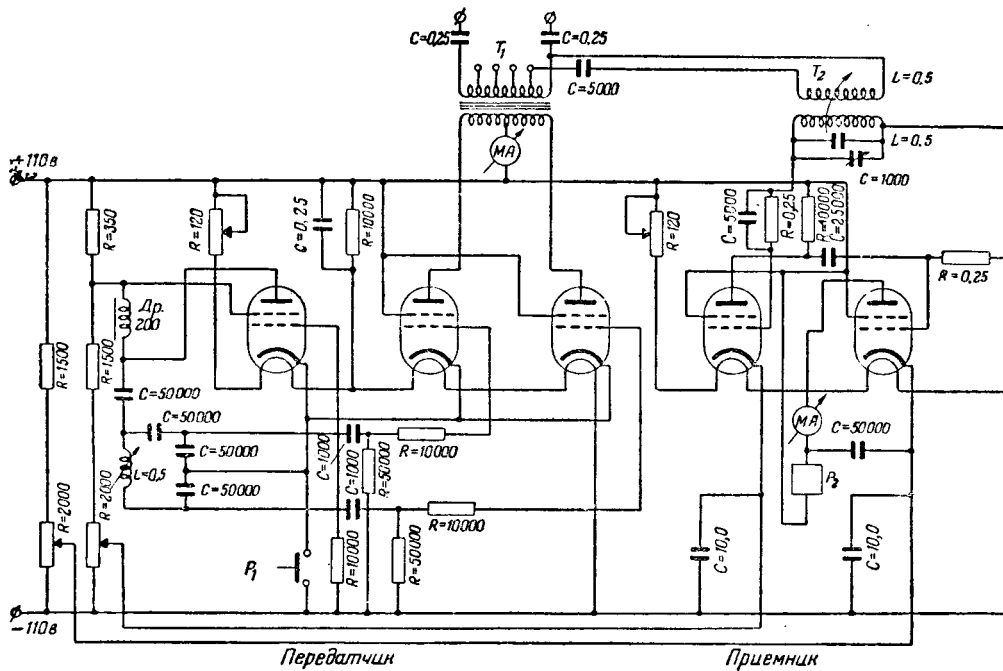


Рис. 2. Схема прямо-передатчика частотного уплотнения.

у воздушной линии. Однако практически, с точки зрения «уязвимости», особенно в городских условиях, достоинства кабельной линии являются спорными, и в особенности, если кабель проложен в траншее, а не в коллекторах. В качестве примера следует указать, что одна из кабельных линий длиной 11 км за три года эксплуатации повреждалась 11 раз и находилась в ремонте 820 час., что составляет свыше 3% от общего времени работы линии.

В энергосистеме эксплуатируются следующие системы телеизмерения:

1. Выпрямительная ламповая (ЛОЗТА) — для телеизмерения напряжения, работающая по отдельной паре кабеля длиной 11 км. Устройство непрерывно находится в эксплуатации в течение двух лет без замены лампы 6Х6. В течение этого времени никаких повреждений не наблюдалось. Однако для этой системы, как и для всех систем интенсивности, применение канала с использованием земли в качестве одного из проводов нежелательно.

2. Время-импульсная система — для телеизмерения перетока мощности по линиям межсистемных связей. Система разработана на базе одноименной аппаратуры ЛОЗТА с использованием вращающегося контакта, посредством которого угол отклонения стрелки преобразуется в импульс соответствующей длительности, причем все устройство в целом разработано и изготовлено заново. Электронно-ламповая часть датчика (рис. 3) заменена одним поляризованным реле *ПР-1*, переключающим свои контакты в момент поочередного соприкосновения вращающегося контакта со стрелкой измерительного прибора и с неподвижным (нулевым) контактом, закрепленным на шкале прибора. Для вращения контакта использован индукционный электродвигатель с редуктором на 60 об/мин. Приемник состоит из стабилизатора, поляризованного реле *ПР-2* и тер-

моэлемента, встроенного в указывающий гальванометр.

Реле *ПР-2*, включенное в линию связи, повторяет переключения реле *ПР-1* датчика и своими контактами замыкает цепь подогревательного элемента каждый раз, когда контакт реле *ПР-1* оказывается замкнут.

Вследствие достаточной тепловой инерции нагревательного элемента стрелка гальванометра почти не колеблется, что избавляет устройство от необходимости применения сглаживающих фильтров. Шкала указывающего прибора равномерна, так как ток в подогревателе термоэлемента меняется по

времени, т. е. количество выделяющего в подогревателе тепла зависит только от длительности протекающего через него тока.

Погрешность телеизмерения составляет около $\pm 2\%$, что вполне приемлемо для эксплуатации.

Преимуществом описанного время-импульсного телеизмерения являются его исключительная простота и высокая надежность действия. Однако наличие контакта, периодически касающегося стрелки первичного измерительного прибора, требует значительного момента инерции подвижной части прибора, что несколько ограничивает область применения этой системы.

Время-импульсная система хорошо работает по каналу с дифференциальными трансформаторами. В наладке она весьма несложна.

3. Частотно-импульсная система изготовления ЦЛЭМ Мосэнерго, используемая для телеизмерения суммарной активной мощности станции. Система работает около полутора лет, причем за это время она подвергалась неоднократным изменениям с целью улучшения эксплуатационных показателей устрой-

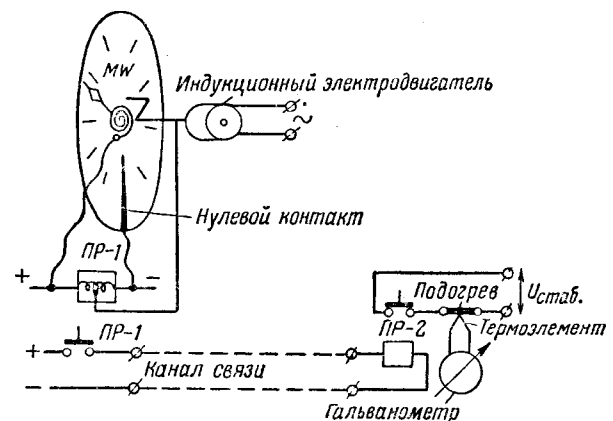


Рис. 3. Схема время-импульсного устройства телеизмерения.

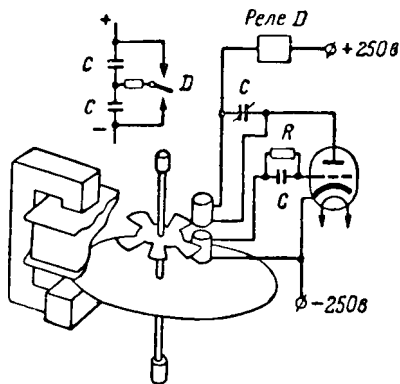


Рис. 4. Схема бесконтактного датчика.

ства. Так, первоначально при отключении одного из генераторов диск его датчика-преобразователя останавливался и указывающий прибор завышал показания. Это вызывалось тем, что, когда диск датчика не вращается, переключение на коллекторе в цепи конденсатора продолжается произвольно вследствие вибрации панелей. Введением в каждый конденсаторный преобразователь поляризованного реле этот недостаток был устранен.

В процессе эксплуатации выяснилось также, что скорость вращения диска датчика зависит от давления щеточек на коллектор. Вместе с тем, наблюдался сильный износ коллекторов. По предложению инж. В. В. Левакова был изготовлен экспериментальный бесконтактный датчик (рис. 4), в котором роль преобразователя выполняет электронная лампа, работающая в режиме генератора с настроенным анодным контуром. В пространстве между катушками анодного и сеточного контуров перемещаются выступы алюминиевого диска, укрепленного на оси датчика. При вращении диска датчика выступы поочередно проходят между катушками и тем самым срывают генерацию, что приводит к резкому увеличению постоянной составляющей анодного тока. Реле *D*, включенное в анодную цепь лампы, срабатывает и своим контактом *D* производит переключение в цепях конденсаторного преобразователя.

Преимуществом такого способа образования импульсов является отсутствие механического трения, что обеспечивает высокую надежность работы устройства и повышенную точность показаний.

Представляет интерес предложенный инж. Леваковым способ питания линейных цепей частотно-импульсного телеизмерения. Обычный способ питания от специальных батарей в данном случае заменен конденсаторами, которые попеременно, при помощи реле подключаются на шины оперативной батареи 110 в и на линейную цепь. От импульсов различной полярности на приемном конце срабатывает поляризованное реле с частотой импульсов в линии. В этом случае процесс коммутирования в конденсаторном преобразователе приемника лучше, чем при питании реле от батареи, так как длительность замкнутого состояния контактов реле не зависит от продолжительности приходящего с линии импульса.

Последнее обстоятельство весьма важно при большой частоте импульсов на линии с резко ме-

няющейся утечкой (канал с дифференциальными трансформаторами). Устройство безотказно работает в течение полутора лет на трех комплектах частотно-импульсного телеизмерения ЦЛЭМ.

После проведенных усовершенствований частотно-импульсные системы работают удовлетворительно, требуя, однако, ежемесячной профилактики.

Погрешность телеизмерения и суммирования не превышает 3%. Наибольшее число нарушений работы телеизмерительных устройств происходит из-за плохого контакта в лампах мостикового стабилизатора приемника, а также вследствие нарушения контактов на коллекторах конденсаторных преобразователей схемы суммирования.

4. В энергосистеме применено также частотно-телеизмерение типа ЧЧО-2 Орггрэс. Опыт эксплуатации этого устройства еще недостаточен, однако при правильно и тщательно обработанном канале оно должно удовлетворять требованиям эксплуатации.

В энергосистеме смонтировано 12 установок ТУ-ТС. Из этого числа 11 комплектов являются устройствами времязрешительной системы типов ВРТ-47, ВРТ-47/Т и ВРТ-48 и один — типа РТУ-7. Комплекты ВРТ изготовлены ЦНИЭЛ Министерства электростанций в 1947—1949 гг. Из них 4 комплекта (типа ВРТ-47/Т) работают в качестве транзитных, по два устройства на одном общем канале связи, что представляет собой первый опыт в СССР такого способа экономического использования каналов связи.

Для целей телесигнализации были использованы различные каналы связи. Так, четыре устройства работают по смешанным воздушным и кабельным телефонным цепям с частотным уплотнением; для двух использованы отдельные пары в кабеле и пять — работают на проводных телефонных линиях по схеме с дифференциальными трансформаторами. Наименьшая длина каналов — 11 км, наибольшая — до 260 км, относящаяся к транзитному устройству типа ВРТ-47/Т, работающему на одном канале с дифференциальными трансформаторами. Устройство ТУ-ТС типа РТУ-7 работает по смешанной линии общей длиной до 40 км.

В эксплуатации выяснилось, что примененные для питания устройств ТУ-ТС селеновые выпрямители, собранные по двухполупериодной схеме, без фильтров, не обеспечивали нормальной работы устройств. Вследствие этого выпрямители были собраны по шестифазной схеме, что позволило обеспечить высококачественное питание устройств ТУ-ТС и их линейных цепей без фильтров, а также отказаться от аккумуляторных батарей.

В качестве резервных источников питания устройств ТУ-ТС на контролируемых пунктах использованы: а) отпайка на 48 в от оперативной батареи, когда в качестве канала связи применено частотное уплотнение; б) одноякорный преобразователь с разделенными обмотками 110/48 в, когда с линией связи возможен гальванический контакт.

Серьезные затруднения при наладке устройств ТУ-ТС были вызваны дефектами изготовления телефонных реле типа РМ (завод «Красная заря»), обнаруженными в процессе эксплуатации.

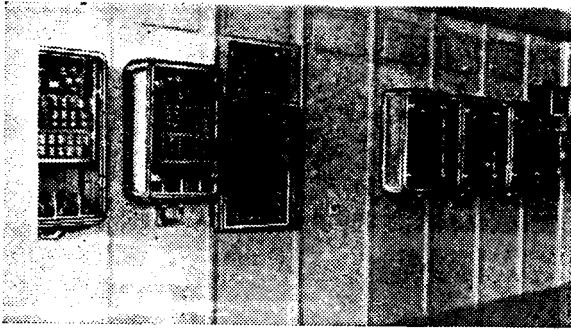


Рис. 5. Установки телеуправления и телесигнализации типа ВРТ на диспетчерском пункте.

Дефект заключался в непрерывном усыхании пластмассовой колодки, на которую опираются контактные пружины реле, вследствие чего контакты разрегулировались. В настоящее время дефектные колодки заменены полноценными.

В процессе наладки и опытной эксплуатации в отдельные узлы схемы ТУ-ТС были внесены некоторые не принципиальные изменения, продиктованные оперативно-диспетчерской практикой.

В порядке обмена опытом и в целях широкого обсуждения следует указать на отдельные случаи и условия работы устройств ТУ-ТС:

1. Количество всякого рода световых и акустических сигналов, а также общих ключей на пульте у диспетчера должно быть минимальным. Любой акустический сигнал, не вызванный изменением положения контролируемого объекта, крайне нежелателен. Вызывной акустический сигнал следует передавать специальным кодом с контролируемого пункта. Со стороны диспетчерского пункта этот сигнал следует дублировать серийным реле, включенным последовательно с лампами несоответствия. Квитирование акустического сигнала должно быть автоматическим.

2. Когда телесигналы разделены на несколько групп, как это имеет место в системе ВРТ, то после окончания сигнализации по каждой группе загораются лампы несоответствия на мнемосхеме. Для устранения этого явления следует применять реле-повторитель, действующее с замедлением.

3. Вызов телеизмерения должен производиться с помощью только одной кнопки (ключа).

4. Количество реле в полуккомплектах контролируемого пункта целесообразно сократить путем совмещения индивидуальных реле предварительного выбора с их сильноточными повторителями.

5. В ряде случаев можно отказаться от применения индивидуальных реле-повторителей положения объектов на станции. Функции этих реле успешно заменяет многоконтактное реле, осуществляющее контроль цепей выключателей. Конденсаторная схема запуска устройства ТУ-ТС, разработанная ЦНИЭЛ, имеет тот недостаток, что она может произвольно срабатывать при больших толчках питающего напряжения. Для

устранения этого необходимо заглубление общего начинающего реле. Лучшие результаты дает известная схема запуска, состоящая из последовательно включенных контактов сильноточных реле (типов ЭП, РП и др.).

6. Устройства ТУ-ТС не следует рассматривать, как слаботочную продукцию. Требования к ним должны приближаться к требованиям, предъявляемым к аппаратуре вторичной коммутации энергетических устройств.

7. За период эксплуатации первых 7 комплектов устройств типа ВРТ-47 зарегистрировано три случая отказа в самоблокировке сигнальных реле на диспетчерском пункте вследствие нарушения самоблокировочных контактов этих реле. Желательно повысить надежность этого узла путем применения дополнительной схемы контроля.

8. Устройства ТУ-ТС типа ВРТ легко доступны освоению и одинаково хорошо работают по проводному и высокочастотному каналам. Благодаря компактному размещению всей аппаратуры в одном, небольших размеров, шкафу это устройство не занимает много места, что имеет существенное значение для монтажа, особенно на действующих энергетических установках. На рис. 5 изображены установки ТУ-ТС типа ВРТ в аппаратном зале диспетчерского пункта.

Выводы

1. Как правило, основной причиной неудовлетворительной работы устройств телемеханики является плохое состояние линии связи. Поэтому, прежде чем включать в работу устройство телемеханики, необходимо привести в порядок линии связи и в дальнейшем поддерживать их эксплуатационное состояние на уровне, отвечающем требованиям телемеханики.

2. Время-импульсное и частотно-импульсное телеизмерения хорошо работают по каналу с дифференциальными трансформаторами при условии, что источник линейного тока расположен со стороны станции.

3. При частотном уплотнении проводных линий связи наиболее рационально применение частотных систем телеизмерения.

4. При уплотнении проводных линий связи для телемеханики целесообразно на канал с дифференциальными трансформаторами включить устройства ТУ-ТС, а надтональный канал использовать для частотного телеизмерения.

5. Для полноценного разрешения задач телемеханизации энергосистем в первую очередь необходимо:

а) обеспечить энергосистемы аппаратурой частотного уплотнения проводных каналов связи;

б) организовать серийный выпуск реле, удовлетворяющих требованиям телемеханики;

в) расширить промышленное производство устройств телеуправления и телесигнализации и аппаратуры телеизмерения для диспетчерского управления энергосистемами.

□ □ □

ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

Применение ракушебетона в строительстве

Стремление удешевить производство строительных работ путем максимального применения местных строительных материалов для различных конструкций нашло свое частичное выражение в применении на отдельных стройках ракушебетона для некоторых строительных конструкций.

Ракушебетоном назван бетон, у которого в качестве заполнителя вместо гравия или щебня применяется обычная ракушка, имеющаяся в изобилии на ряде строек у побережья морей.

Расход материалов на изготовление 1 м³ ракушебетона составляет: цемент 160 кг; ракушка 640 кг; песок 0,64 м³; вода 240 л.

Объемный вес бетона равен 1,85—2 т/м³; временное сопротивление сжатию от 45 до 50 кг/см²; временное сопротивление изгибу 13 ÷ 14 кг/см². Размер ракуши, применяемой для указанных целей, колеблется от 2 до 3 см.

Ракушебетон применяется жесткий (осадка конуса в пределах 3—4 см). Он может быть изготовлен как в бетономешалках, так и в растворомешалках.

Ракушебетон применяется главным образом в виде плит размером 1 × 0,33 × 0,07 м для кладки перегородок

любых видов сооружений, а также стен временных — подсобных сооружений. На рис. 1 указаны плиты обычно применяемой формы для перегородок.

Ракушебетонные плиты применяются также при возведении стен одноэтажных жилых помещений для заполнения проемов между каменными столбами и деревянным каркасом (рис. 2). В этом случае плиты устанавливаются в два слоя с промежутком в 10—12 см, который заполняется опилками с известью. Эти стены должны быть оштукатурены и снаружи.

Ракушебетонные плиты ввиду их малой теплопроводности применяются и как изоляционный слой для железобетонных кровель основных объектов электростанций вместо пемзобетонных плит.

Изготовление плит ведется в деревянной легко собирающейся и разбирающейся инвентарной опалубке.

Для придания плитам большей жесткости и предохранения от разрушения при переносках они армируются деревянными рейками, обычной штукатурной драбью, укладываемой по 3—4 шт. вдоль и поперек для приведенного выше размера плиты.

Стоимость 1 м³ ракушебетона составляет 200 руб., в то время как обычный бетон стоит 300 ÷ 350 руб.; 1 м³ ракушебетонной перегородки по усредненным ценам обходится в 18 ÷ 20 руб., а аналогичной бетонной перегородки 25 руб.

Инж. Б. Н. Каспарян

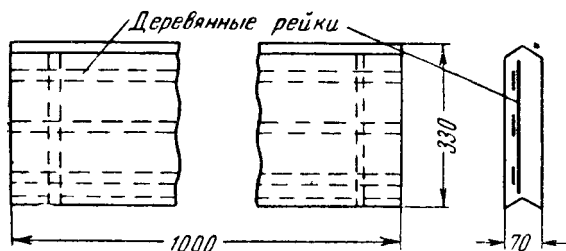


Рис. 1. Ракушебетонная плита.



Рис. 2. Сооружение ракушебетонной перегородки.

Применение электропрогрева при производстве бетонных работ

В 1950 г. на электростанции при сооружении углеразгрузочного устройства (см. рисунок) работы по бетонированию выполнялись с применением электропрогрева.

Ввиду того, что модуль поверхности стенок и колонн сооружения достигал 13,4, метод экзотермии оказался в данном случае неприемлемым.

При электропрогреве применялись стержневые электроды длиной до 200 мм из гвоздей либо обрезков канганки, которые забивались при бетонировании с наружной стороны опалубки. Расстояние между электродами принималось в 250—350 мм. Электроды соединялись снаружи опалубки рядами алюминиевой или медной проволоки. Забивка электродов в опалубку производилась перед укладкой бетона на том или ином участке, причем концы электродов выпускались на 20 ÷ 50 мм внутрь, в пространство, куда в дальнейшем укладывался бетон. При расстановке электродов обращалось внимание на то, чтобы электроды при их последующем погружении в бетон не могли бы замыкаться электрически на арматуру.

Забивка электродов производилась сразу же после укладки бетона легкими ударами молотка. Ввиду значительного насыщения бетона арматурой укладки бетона после забивки электродов на их полную длину была бы затруднена.

Для питания сети электродов электроэнергией включались параллельными группами электросварочные транс-

Безасбестовые смеси для выравнивания поверхности термоизоляции

Для выравнивания поверхности термоизоляции обычно служит асбозурит — смесь диатомита или трепела с асбестом V сорта (20% к весу сухой смеси) или VI сорта (30%). Выравнивающий слой из такого материала не дает трещин и хорошо сцепляется с основной изоляцией.

Дефицитность асбеста вынудила применять асбозурит, содержащий 15% VI и даже VII сорта асбеста. Выравнивающий слой из такого материала получает трещины, недостаточно связывается с основной изоляцией и не позволяет производить по нему наружную отделку изоляции. Это обстоятельство заставило лабораторию треста Союзнефтеизоляция провести работу по подбору материала, заменяющего асбозурит в выравнивающих слоях.

Испытания ряда составов показали, что наиболее подходящими для указанной цели оказались смеси:

1. Диатомит инзенский 85%
- Бумажная пыль 15%
2. Диатомит инзенский 80%
- Минеральная вата 20%

Для испытания брались диатомит Инзенского месторождения и бумажная пыль — отход Московской шпульно-катушечной фабрики.

Лабораторией опробованы смеси с содержанием бумажной пыли до 20%. Вначале с пылью смешивался диатомит, затем сухая смесь затворялась водой до получения мастики нормальной густоты — 9—10 делений по конусу.

Свойства указанных смесей после их высыхания приведены в табл. 1.

Таблица 1

Состав, %		Объемный вес изделий, кг/м ³	Предел прочности при изгибе, кг/см ²	Коэффициент теплопроводности, ккал/м час°С	Средняя температура °С
Диатомит	Бумажная пыль				
90	10	561	6,8	0,090	37
85	15	545	4,83	0,090	38
80	20	466	4,27	0,080	41

Как видно из табл. 1, с увеличением содержания бумажной пыли уменьшается объемный вес и коэффициент теплопроводности, но одновременно уменьшается и механическая прочность. Эти смеси хорошо сцепляются с основной изоляцией и не дают трещин при высыхании.

Одновременно были проведены опыты с пушенной на бегуна бумажной пылью. При этом качество материала изменилось незначительно (табл. 2).

Таблица 2

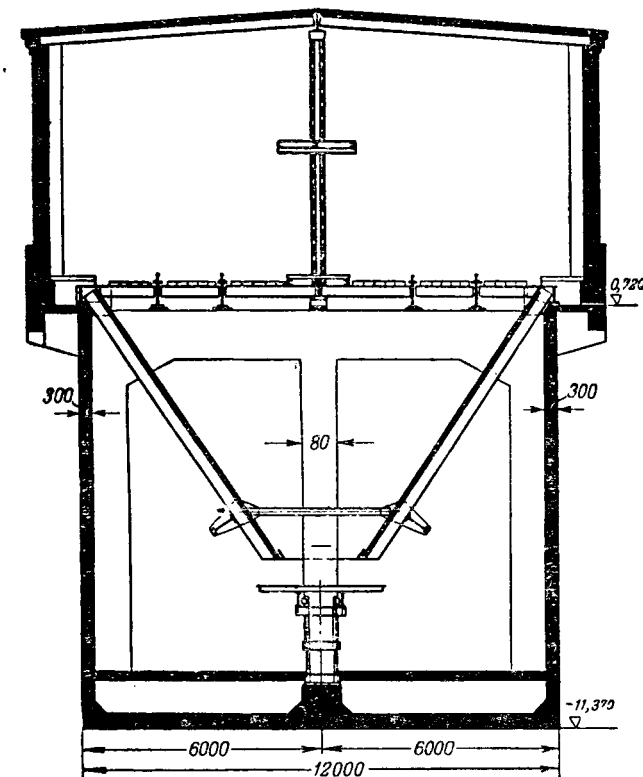
Состав, %	Объемный вес изоляции, кг/м ³	Предел прочности при изгибе, кг/см ²
Диатомит инзенский, 85	510	5,20
Бумажная пыль пушенная, 15		
То же не пушенная		

Такие же испытания проводились с диатомитом и минеральной ватой. В данном случае минеральная вата предварительно размешивалась в воде (примерно в 1/3 количества воды, требуемого для всего замеса), затем добавлялись диатомит и остальное количество воды. Результаты испытания этой смеси приведены в табл. 3.

Таблица 3

Состав, %	Объемный вес изделий, кг/м ³	Предел прочности при изгибе, кг/см ²	Коэффициент теплопроводности, ккал/м час°С	Средняя температура, °С
Диатомит инзенский, 80	630	4,5	0,125	100
Минеральная вата, 20				

Инж. Н. Я. Турчин



форматоры СТЭ-32. С помощью одного сварочного трансформатора мощностью 19 квт представлялось возможным осуществлять электропрогрев 3 ÷ 4 м³ бетона. К питающей сети сварочные трансформаторы подключались так, чтобы сеть была нагружена симметрично.

Забивка электродов производилась под напряжением. Электромонтеры, производившие забивку электродов, работали в очках и пользовались галошами и резиновыми перчатками.

Расход электродов на 1 м³ уложенного бетона колебался в пределах от 2 до 4 кг. Температура бетона перед началом электропрогрева была обычно +10 ÷ 15°С и во всех случаях не ниже +2°С. В начале прогрева температура бетона поднималась со скоростью до 8°С в час и поддерживалась не выше 65°С. Прогрев продолжался от 48 до 72 час.

Контроль за температурой бетона производился ртутными термометрами, которые закладывались в скважины, расположенные на 1,5 м одна от другой. Одна скважина приходилась на 4—6 м² поверхности опалубки. Измерения производились в период разогрева через каждые 2 часа, а во время прогрева — через каждые 4 часа.

Расход электроэнергии на 1 м³ бетона составил в среднем около 180 квтч и зависел от метеорологических условий. Бетонирование не прекращалось и при морозах до 34°С.

Опыт применения электропрогрева показал, что при осуществлении электропрогрева необходимо во избежание промораживания тщательно утеплять стыки слоев укладываемого бетона и, по возможности, вести укладку бетона без перерывов.

Всего с применением электропрогрева было уложено свыше 1300 м³ бетона по разгрузочному устройству. После распалубки были выявлены небольшие местные дефекты бетона, возникшие по причинам, не связанным с применением электропрогрева, и на тех участках конструкции, где бетон укладывался при близких к 0° температурах наружного воздуха. Качество бетона, уложенного при температуре воздуха около —30°, оказалось вполне удовлетворительным.

Качество выравнивающего слоя из указанных составов, проверялось и в производственных условиях. Производственное опробование показало, что лучшими составами являются смеси, содержащие 15% бумажной пыли и 20% минеральной ваты. Выравнивающие слои, состоящие из этих смесей, после высыхания дали вполне удовлетворительные результаты — отсутствие трещин и хорошее сцепление с основной изоляцией.

Инж. А. Я. Сосонская
и инж. Л. Ф. Янкелев

Высокопроизводительная нагревательная печь для гнутья труб

На одной монтажной площадке требовалось согнуть отводы из труб диаметром 373/350 мм 21 шт. и из труб диаметром 175/159 — 38 шт. На площадке имелся естественный газ теплотворной способностью 5500 кал/м³.

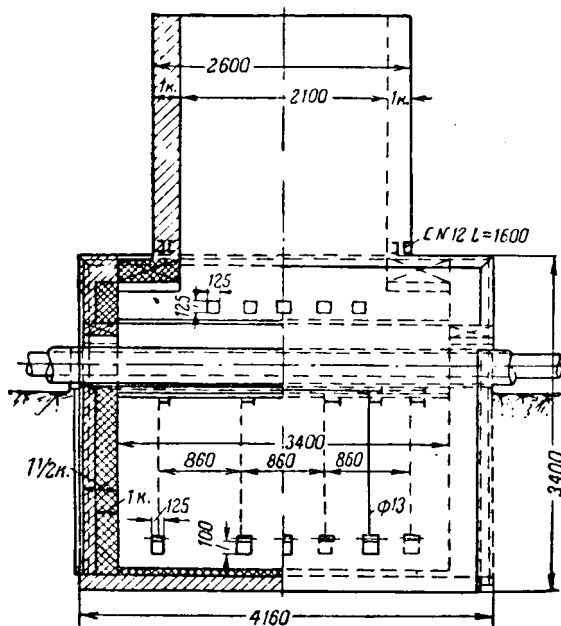


Рис. 1.

В целях использования этого газа для нагрева труб при гнутье была сконструирована и изготовлена печь, показанная на рис. 1. Объем топочного пространства печи был рассчитан на одновременный нагрев одной трубы

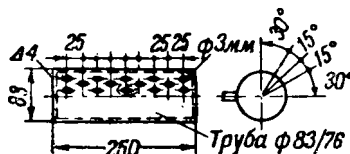


Рис. 2.

диаметром 370/350 мм или двух труб диаметром 175/159 мм в течение 40 мин. Печь углублена в землю на 2040 мм с тем, чтобы люки ее для прохода трубы находились на уровне земли. Горелки находятся в нижней части топки

по обеим сторонам боковых стен. Для обеспечения равномерного нагрева трубы горелки расположены в шахматном порядке на расстоянии 860 мм друг от друга.

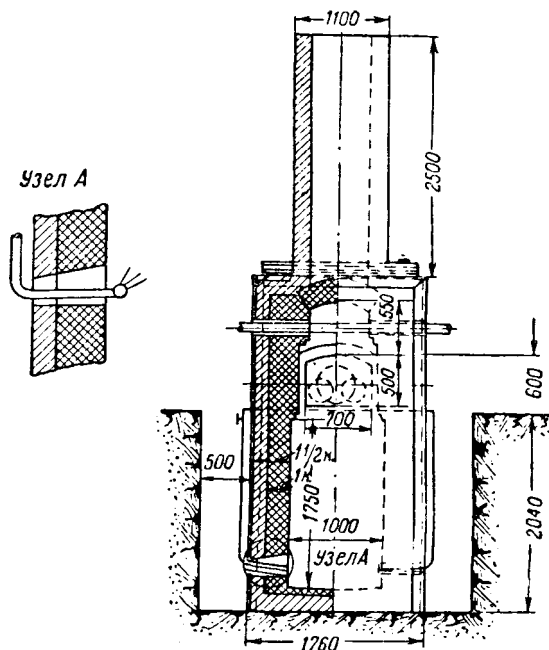
Для свободного доступа воздуха к горелкам с боковых сторон печи предусмотрены каналы шириной 500 мм.

Газовые горелки (рис. 2) сделаны из труб диаметром 83/76 мм, длиной 250 мм. Концы трубы заварены донышками. Для прохода газа в горелке просверлено 14 отверстий диаметром 3 мм. Отверстия расположены в три ряда под углом относительно друг друга 15°. Шаг между отверстиями 50 мм.

Как видно из рис. 1, крупные трубы в печи для нагрева располагались по длине топки, для этой цели в обеих торцевых стенах сделаны специальные люки размером 700 × 500 мм.

По обе стороны торцевых стен были проложены ролеванги, с одной стороны — к вышке, а с другой — к гибочной плите.

По роликовым дорожкам набитая песком труба подавалась через люки в печь, а нагретая из печи подавалась на гибочную плиту.



Для нагрева мелких труб, от 100 мм и ниже, в верхней части топки предусмотрено пять отверстий размером 125 × 125 мм, трубы через эти отверстия закладывались поперек печи. Во время нагрева труб свободные отверстия закладываются кирпичом, а занятые трубами — специальными шиберами с прорезями для труб.

Нагрев крупной трубы, как было предусмотрено расчетом, продолжался 35—40 мин., а мелких труб 15 мин. На практике указанная печь вполне оправдала себя.

Преимущество этой печи заключается в следующем

1. Имеется возможность регулировать температуру нагрева трубы.

2. Благодаря наличию регулирования нагрев трубы получается равномерным.

3. Производительность печи гораздо выше существующих печей. Например, бригада из 6 чел. на обычной печи на твердом топливе в смену производит нагрев и гнутье одно-двух отводов из трубы диаметром 350 мм, а на этой печи — 6 — 7 отводов.

Инж. А. Г. Князев

ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

Определение содержания шлама в котловой воде

Для установления наиболее выгодной величины шламовой продувки в котлах среднего давления со ступенчатым испарением проводились массовые анализы по определению содержания взвешенных веществ в котловой воде, отбираемой из разных точек котла.

Трудность определения содержания шлама в котловой воде обычным методом фильтрования требует замены данного метода более быстрым и более надежным.

Сущность принятого на электростанции метода вытекает из методики определения фосфатов в котловой воде с подкислением (эксплуатационный циркуляр № Т-31 Технического отдела МЭС):

$$(\text{PO}_4^{-3})_{изб} = (\text{PO}_4^{-3})_{общ} - 13,4 \cdot H,$$

где H — жесткость обработанной соляной кислотой котловой воды, $^{\circ}H$.

Отсюда

$$[(\text{PO}_4^{-3})_{общ} - (\text{PO}_4^{-3})_{изб}] = 13,4 \cdot H \text{ мг/л } \text{PO}_4^{-3},$$

связанных с щелочно-земельными металлами.

Учитывая, что шлам в основном состоит из гидроксилпатита, введен переводный коэффициент K для прямого пересчета взвешенных веществ в котловой воде, выраженных в миллиграммах гидроксилпатита.

$$K = \frac{\{\text{Ca} [\text{Ca}_3(\text{PO}_4)_2]_3 (\text{OH})_2\}}{6\text{PO}_4^{-3}} = 1,76.$$

Содержание шлама (гидроксилпатита) в котловой воде при избытке PO_4^{-3} составит:

$$\text{Ш} = 1,76 \cdot 13,4 \cdot H \text{ мг/л} = 23,58 \cdot H \text{ мг/л}.$$

Если жесткость получается выше $0,2^{\circ}H$, то следует произвести двух- или четырехкратное разбавление котловой воды (после подкисления HCl) дистиллатом с соответствующим пересчетом.

Таким путем может быть определено содержание шлама при малых его количествах (от 1 до 20 мг/л), который образуется при фосфатировании котловой воды в форме мелкодисперсных, плохо оседающих и плохо задерживающихся фильтрами взвесей.

Инж. В. Ф. Нерубенко

ОТ РЕДАКЦИИ

Приведенный инж. Нерубенко метод определения взвешенных веществ можно рекомендовать лишь в случаях отсутствия в котловой воде значительных количеств окислов железа, дисперсных частиц органических веществ, соединений магния, силикатов и тому подобного шлама.

Ремонт облопачивания с осевой установкой лопаток на диске и сварными связями

На электростанции был осуществлен восстановительный ремонт облопачивания последней ступени реактивной турбины мощностью 35 000 квт. Облопачивание этой ступени имеет следующие конструктивные особенности:

- 1) каждая лопатка устанавливается на диске самостоятельно, в отдельном пазу, расположенном в осевом направлении; лопатки винтовые высотой 510 мм;
- 2) крепление ленточного бандажа и двухрусных промежуточных связей-проставок эллиптического сечения стелом лопатки производится электросваркой;
- 3) лопатки имеют противокоррозийные накладки из твердого сплава на входной кромке.

Электростанция не располагала комплектом запасных лопаток: из общего количества 120 лопаток последней ступени в наличии было 108.

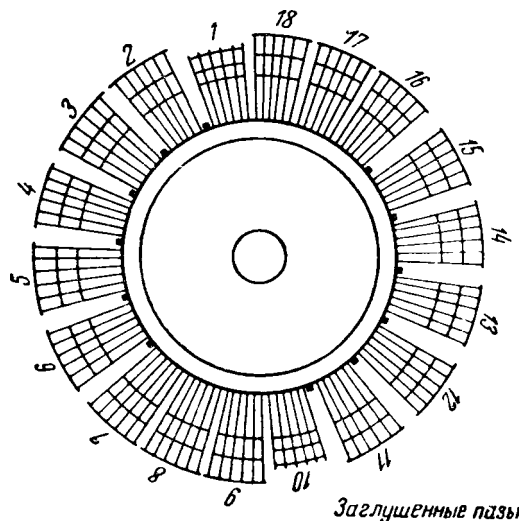
При установке они разделены на 18 пакетов, по 6 лопаток в каждом.

Пустые пазы для недостающих 12 лопаток были расположены диаметрально-противоположно между пакетами и заглушены вставками (см. рисунок).

В связи с тем, что 12 лопаток имели повреждения в месте приварки к бандажу, они были укорочены на 44 мм и собраны в два пакета по 6 шт., расположенных диаметрально-противоположно [пакеты 1 и 10 (см. рисунок)].

Технология ремонта облопачивания заключалась в следующем:

1. Составлена схема облопачивания с указанием номеров лопаток в каждом пакете и веса каждого пакета.
2. Разработан способ изготовления проставок между лопатками (как уже сказано, они имеют в сечении форму эллипса).
3. Определены химический состав и механические свойства материала лопаток, бандажа и вновь изготавливаемых проставок.



4. Наплавлены, зачищены и подготовлены под сварку торцы бандажной ленты, разрезанной при демонтаже лопаток.

5. Изготовлено специальное приспособление для установки прокладок между лопатками, точно фиксирующее их положение по высоте и профилю лопатки.

6. Произведена пробная сварка проставок и лопаток, с подбором диаметра электродов. Сварные швы испытаны путем загиба проставок до полного соприкосновения с профилем лопатки. Результаты показали хорошее качество наплавленного металла и отсутствие трещин в зоне термического воздействия.

Сварка производилась в следующем порядке:

а) прихватка стыков бандажной ленты внутри пакетов;
б) односторонняя прихватка проставок к лопаткам;
в) после остывания лопаток и проставок—полная проварка стыков бандажной ленты и проставок в пакетах, причем приварка начиналась с входной более толстой стороны лопатки, что давало меньший нагрев тела лопатки при сварке.

Для сварки стыков бандажной ленты были применены электроды марки ЭЛ-1 диаметром 4 мм с покрытием УЛ-2, а для приварки проставок—электроды ОХ18Н9 диаметром 3 мм с покрытием НЖ-1. Сварка производилась при помощи генератора постоянного тока, с обратной полярностью.

Осциллографирование пакетов показало вполне удовлетворительные вибрационные характеристики. Восстановленное облапачивание последней ступени работает надежно.

Инж. Г. Т. Циперкус

Возможные случаи автоматизации работы паровых уплотнений турбин

Поддержание нормального вакуума в конденсаторах паровых турбин зависит от правильного режима работы паровых уплотнений. Ручное управление режимом уплотнений отнимает много внимания и времени у обслуживающего персонала и не всегда дает хорошие результаты. При пуске турбины нередко имеет место увеличение времени подъема вакуума, перегрев отдельных узлов турбины и т. п.

Существующие устройства для автоматизации режима уплотнений сложны и не находят широкого применения.

Обычная схема подачи пара к уплотнениям одноцилиндровых турбин предусматривает питание заднего уплотнения паром, отсасываемым из переднего уплотнения.

При наличии достаточного количества лабиринтов в переднем уплотнении можно допустить изменение давления в камере отсоса порядка $\pm 0,2$ ат. Это позволяет предложить следующую схему подачи пара к уплотнениям турбины.

Пар из камеры отсоса направлять не в сальниковый подогреватель, а в паровую уравнивательную линию деаэраторов. При достаточном сечении трубопровода от камеры отсоса до уравнивательной линии таким путем можно обеспечить практически постоянное давление (в пределах колебания давления в деаэраторах) в камере отсоса, а следовательно, постоянство режима работы уплотнений турбины.

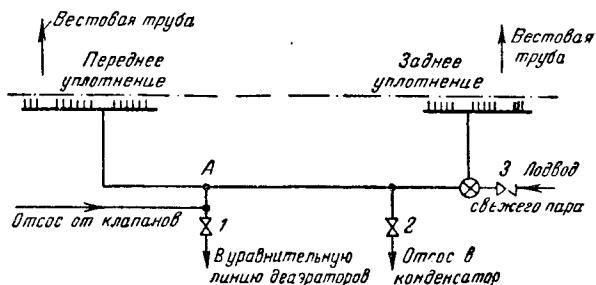
Предлагаемая схема особенно удобна при наличии регулятора давления пара на деаэраторы. Наличие постоянного (благодаря связи с деаэраторами) давления пара в камере отсоса позволяет поддерживать нормальный режим уплотнения и при пуске турбины.

Подобная схема (см. рисунок) была осуществлена на одноцилиндровой турбине мощностью 2500 кет.

Схема собрана следующим образом: задвижки 2 и 3 закрыты, задвижка 1 открыта. Эта схема не изменяется ни при каких режимах.

При пуске открывается задвижка 1 и пар подается из уравнивательной линии деаэраторов к уплотнениям турбины, причем в точке А поддерживается постоянное давление $0,3 \pm 0,02$ ати.

При увеличении нагрузки турбины давление пара перед передним уплотнением возрастает и направление потока пара изменяется на противоположное (из турбины в камеру отсоса переднего уплотнения). В этом случае



избыток пара направляется в уравнивательную линию деаэраторов, причем давление в точке А почти не зависит от режима работы турбины.

Изменение давления в точке А перед пуском турбины и при полной нагрузке составляет всего 0,1—0,15 ат.

Следует отметить также, что благоприятным для работы уплотнения является то обстоятельство, что при пуске и останове турбины пар к уплотнениям подается «холодный» (насыщенный) с $t \approx 105^\circ$.

Инж. М. Г. Стратонов

Измерение вакуума в паровых турбинах

Правильный выбор места присоединения вакуумметра для измерения давления отработавшего пара имеет существенное значение для контроля работы паровых турбин.

Инж. Г. А. Мурин¹, анализируя результаты измерения давления отработавшего пара в различных точках выхлопного патрубка и в атмосферной (выхлопной) трубе паровой турбины АК-25-1, пришел к выводу, что наиболее надежным местом измерения давления отработавшего пара является атмосферная труба. Эти выводы были изложены и в материалах ВТИ.

Однако наблюдения на электрических станциях Урала показали, что при уменьшении температуры входящей циркуляционной воды до 15°C и ниже наблюдалось значительное несоответствие между температурой конденсата и температурой насыщения, соответствующей давлению отработавшего пара, измеренному с помощью вакуумметра, присоединенного к атмосферной трубе. Это расхождение («перегрев» конденсата) составляло $1,5 \div 6^\circ\text{C}$, а на одной из станций с турбинами ОК-30 достигало 11°C .

С целью разработки правильной методики измерения вакуума кафедрой теплотехнических установок Уральского политехнического института им. С. М. Кирова в порядке сотрудничества с производством были поставлены специальные опыты на турбинах АК-25-2 и АТ-25-1. Исследование показало, что динамический напор в выхлопном патрубке турбины значительно искажает показания вакуумметра. Неравномерность скоростного поля по сечению выхлопного патрубка создает и неравномерность поля давлений.

Лабораторное исследование на модели показало, что скорость потока пара в выхлопном патрубке влияет на величину статического давления и в атмосферной трубе вследствие эжектирующего действия потока пара. Это влияние тем больше, чем больше скорость потока пара в выхлопном патрубке турбины, т. е. чем больше паровая нагрузка конденсатора и чем ниже температура входящей циркуляционной воды, что подтверждается также данными эксплуатации и испытаний турбин.

С целью получения усредненного значения величины статического давления отработавшего пара в горловине конденсатора была применена «выравнивающая крестовина» (рис. 1).

Все сечение горловины конденсатора было разбито на ряд равновеликих прямоугольников, в точке пересечения диагоналей каждого из которых приходилось сквозное импульсное отверстие трубки, расположенное в плоскости, перпендикулярной направлению движения пара. Расчетным путем диаметр импульсных отверстий в трубках крестовины был принят 6,5 мм, а затем на основании опытных

¹ Г. А. Мурин, Об измерении вакуума в паровых турбинах, «Электрические станции», № 11, 1948 г.

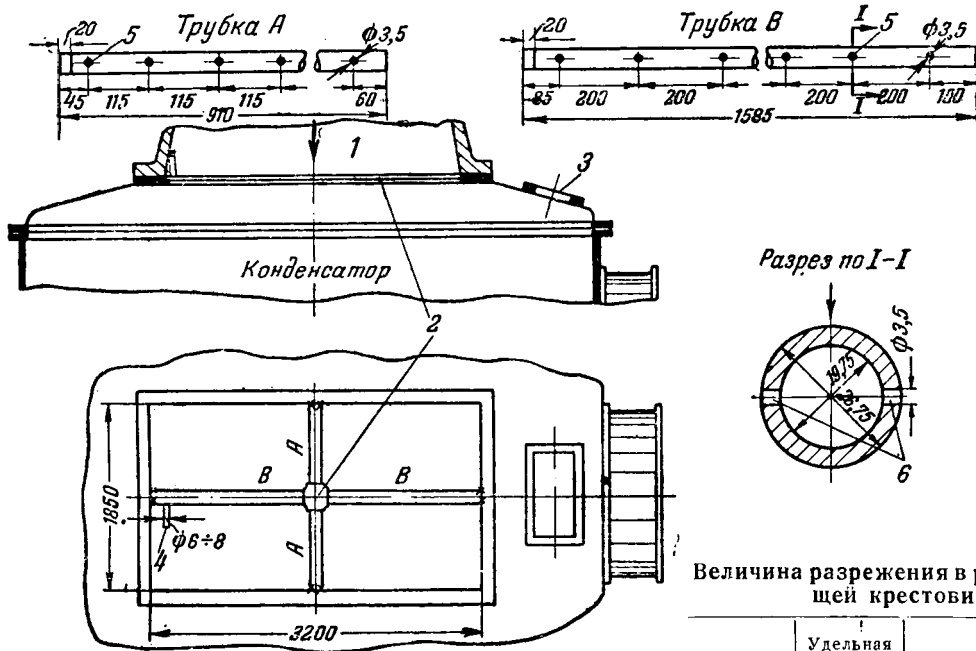


Рис. 1. Приспособление для измерения вакуума в паровых турбинах.

1 — выхлопной патрубок турбины; 2 — выравнивающая крестовина; 3 — фланец атмосферной трубы; 4 — медная трубка к вакуумметру; 5 — сквозные отверстия (8 шт.); 6 — импульсные отверстия.

данных, в целях полного исключения влияния эжектирующего действия потока пара при обтекании крестовины, был уменьшен до 3,5 мм.

На рис. 2 приведена схема расположения точек измерения вакуума при испытании турбины АТ-25-1. Выравнивающее действие крестовины наглядно подтверждается таблицей.

Измерение вакуума производилось в восьми точках, из которых наиболее интересными для решения поставленной задачи являлись 1, 2 и 3. Результаты измерения в этих трех точках в зависимости от паровой нагрузки конденсатора даны на рис. 3. Кривая p_2^k построена по температуре конденсата. Расположение кривой 3 ниже кривой p_2^k объясняется эжектирующим действием потока

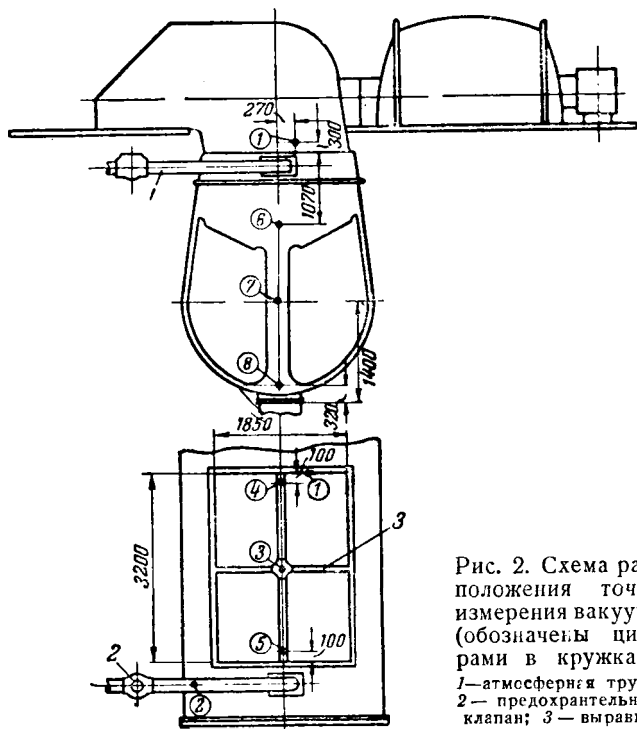


Рис. 2. Схема расположения точек измерения вакуума (обозначены цифрами в кружках). 1 — атмосферная труба; 2 — предохранительный клапан; 3 — выравнивающая крестовина.

пара при обтекании крестовины, так как кривая 3 получена при диаметре импульсных отверстий 6,5 мм; при диаметре 3,5 мм кривая 3 должна располагаться значительно выше, т. е. приблизиться к кривой p_2^k , а в случае переохлаждения конденсата — расположиться выше кривой p_2^k .

Анализ полученных результатов позволяет сделать заключение, что измерение вакуума в атмосферной трубе не может быть признано правильным².

Наиболее правильным следует считать измерение величины статического давления отработавшего пара с помощью выравнивающей крестовины.

Величина разрежения в различных точках выравнивающей крестовины (турбина АТ-25-1)

Нагрузка турбины, тыс. квт	Удельная паровая нагрузка конденсатора, кг/м ² час	Барометрическое давление, мм рт. ст.	Разрежение в выравнивающей крестовине, мм. рт. ст.		
			Точки измерения	3	4
10	25,8	755,1	722,4	722,6	722,5
15	36,2	754,4	725,4	725,4	725,3
20	49,5	753,8	717,3	717,1	717,2
25	59,5	753,3	704,9	705,1	705,1

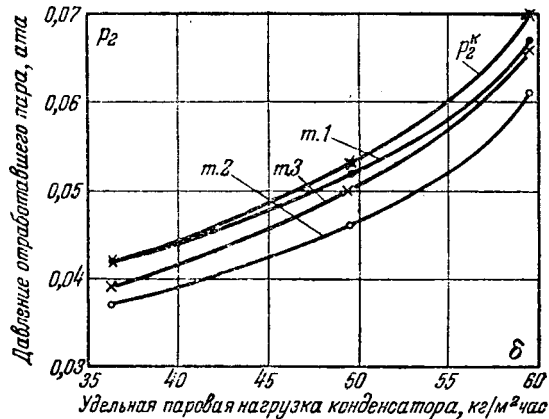


Рис. 3. Результаты измерения давления отработавшего пара (турбина АТ-25-1).

Выравнивающие крестовины с диаметром импульсных отверстий в 3,5 мм были установлены на ряде турбин электростанций Урала, и было получено соответствие величины измеренного давления отработавшего пара с давлением, определенным косвенным путем по температуре конденсата³.

Канд. техн. наук Д. С. Жевахов и инж. А. Г. Лившиц

² Этот вывод верен для установок УПИ, на которых велись рассматриваемые измерения, но не может быть распространен на условия, при которых велись измерения ВТИ, описанные Г. А. Мурным. Конструктивные различия установок обусловили разные результаты измерений вакуума в атмосферной трубе. В конденсаторах турбин АТ-25-1 и АК-25-2 присоединение атмосферной трубы осуществлено в верхней части корпуса, за пределами горловины, что и приводит к заметному эжектирующему действию потока отработавшего пара, тогда как в случае присоединения атмосферной трубы непосредственно к горловине конденсатора, как показывают повторные измерения ВТИ, в том числе и при температуре охлаждающей воды 2-3° С, оно не обнаруживается. Р е д.

³ Предлагаемый авторами метод измерения вакуума с помощью «выравнивающей крестовины» представляет практический интерес, но нуждается в дополнительной проверке и доработке. Р е д.

Электронскровой способ упрочнения режущего инструмента

Перед механическими цехами электрических станций и заводами районных управлений стоит задача широкого внедрения скоростных методов обработки металлов.

Применение этих методов значительно сокращает время обработки и повышает качество деталей энергооборудования.

Высокие режимы резания при скоростной обработке металлов достигаются главным образом благодаря применению новых высокопроизводительных марок твердых сплавов при изготовлении режущего инструмента, а также за счет изменения «геометрии» инструмента.

Несмотря на исключительный производственный эффект скоростной обработки металлов, ее применение в некоторых случаях затрудняется отсутствием твердых сплавов необходимых марок.

В целях экономии дефицитных и дорогих твердых сплавов на ремонтном заводе Ленэнерго применено вместо припайки к стержню реза пластин из твердых сплавов электронскровое упрочнение твердыми сплавами лезвий режущих инструментов, изготовленных из быстрорежущей, инструментальной и других сталей.

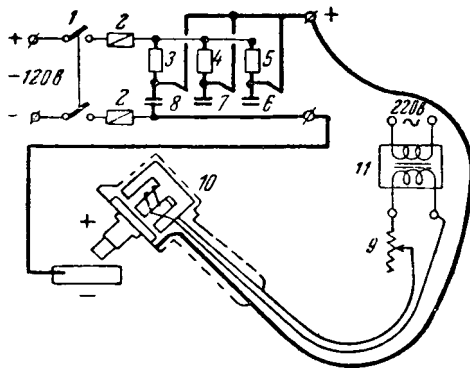


Рис. 1. Электрическая схема установки.

1 — выключатель 6 а, 250 в; 2 — плавкие предохранители; 3 — сопротивление 240 ом; 4 — сопротивление 120 ом; 5 — сопротивление 80 ом; 6 — конденсатор 95 мкф; 7 — конденсатор 30 мкф; 8 — конденсатор 4 мкф; 9 — реостат для регулировки вибрации (сопротивление 100 ом); 10 — электромагнитный вибратор; 11 — понижающий трансформатор 10 вт, 220/12 в.

Благодаря применению этого метода¹ потребность завода в твердых сплавах сократилась в 8—10 раз и стойкость инструмента значительно повышена по сравнению со стойкостью ранее применявшихся материалов (см. таблицу, составленную по заводским актам об испытаниях инструмента, упрочненного электронскровым способом).

Наименование инструмента	Стойкость инструмента		Увеличение стойкости в
	без упрочнения	с упрочнением	
Резцы с пластинками РФ-1 (токарные, проходные)	3 час.	15 час.	5 раз
Разные сверла	5 "	14 "	5 "
Фрезы из стали РФ-1	0,5 "	2,5 "	5 "
Вырубной штамп	До 10 000 ударов	42 000 ударов	4,2 "
Пробойники из углеродистой стали для паранита	8 час.	40 час.	5 "
Коническая развертка	6 "	72 "	12 "
Сверло из углеродистой стали диаметром 13 мм	10 отверстий	70 отверстий	7 "
Сверло из быстрорежущей стали диаметром 6,7 мм	1,5 час.	4 час.	2,5 "

Высокие показатели экономии от применения электронскрового метода упрочнения режущего инструмента подтверждены опытом большого числа заводов; так, по заводу «Электросила» примерная годовая экономия по инструментам и штампам от применения этого метода составляет более 2 млн. руб.; по заводу «Линотип» — 116 тыс. руб. и т. д.

Стоимость установки для поверхностного упрочнения инструмента электронскровым методом, при изготовлении ее хозяйственным способом не превышает 1 000—2 000 руб. Потребная мощность установки составляет 0,7 квт; расход электроэнергии на 1 000 резцов составляет 1,5 квтч. Расход твердого сплава, например Т15К6, составляет всего 1,5—3 мг на 1 см² на упрочненной поверхности.

Метод поверхностного упрочнения инструмента твердыми сплавами должен найти широкое применение на

¹ Автор электронскрового метода упрочнения инструмента — доктор техн. наук, лауреат Сталинской премии Б. Р. Лазаренко.

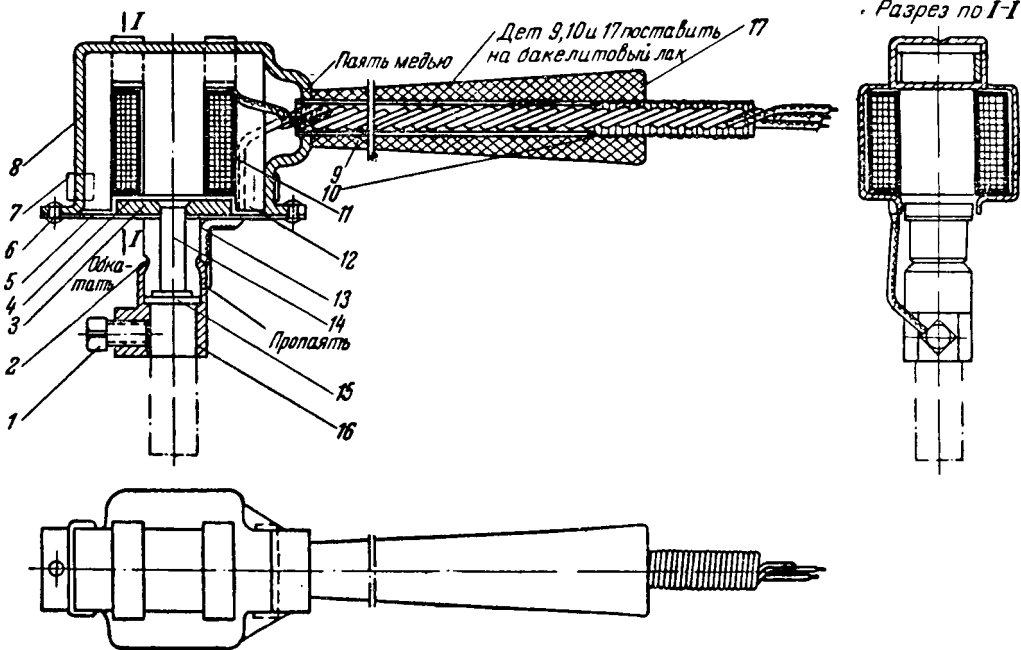


Рис. 2. Электромагнитный вибратор.

1 — винт М6×12; 2 — изолятор; 3 — якорь; 4 — каркас; 5 — пружина; 6 — заклепка диаметром 3×6; 7 — скоба; 8 — корпус; 9 — трубка; 10 — кольцо; 11 — катушка; 12 — сердечник; 13 — провод ПМР 21×03; 14 — ось; 15 — шайба; 16 — держатель; 17 — ручка.

Усиление вводов 220 кВ выключателей типа МКП-274

предприятиях Министерства электростанций, в первую очередь на ремонтных заводах и в крупных механических цехах электростанций.

Упрочнение режущего инструмента может производиться различными металлами, их сплавами, металлокерамическими композициями. По данным Ленинградского дома техники и машиностроения наиболее надежные результаты получаются при использовании сплавов Т15К6 и Т30К4. Толщина слоя твердого сплава при этом не превышает 0,07 мм. Чистота поверхности, обработанной электроискровым способом, определяется размерами кратеров-лунок, образующихся в результате действий искрового импульса. Размеры отдельных лунок зависят от электрического режима обработки; на грубом режиме они достигают $4 \div 6,3 \mu$, что соответствует 5-му классу чистоты обработки (получистые) по ГОСТ 2789-47. При обработке на мягком режиме может быть получена чистота поверхности по 7-му классу того же ГОСТ (чистые).

Принципиальная электрическая схема установки показана на рис. 1. Она состоит из источника постоянного тока и двух электродов, параллельно которым подключается батарея конденсаторов. Отрицательный полюс (катод) электрической цепи подключен к обрабатываемому инструменту, а положительный (анод) — к упрочняющему электроду. Для питания вибратора используется ток от понижающего трансформатора 220/12 в, 10 вт.

При обработке твердыми сплавами различных инструментальных сталей обычно принимают: напряжение равное $50 \div 220$ в, ток $0,25 \div 3$ а, емкость $1 \div 200$ мкф.

Установка для электроискровой обработки поверхности может быть легко изготовлена на каждой электростанции и ремонтном заводе. Она состоит из пульта управления и вибратора.

Пульт управления представляет собой деревянный или металлический ящик, в котором смонтированы сопротивления, конденсаторная батарея, вольтметр, переключатель режимов (для включения отдельных секций конденсаторной батареи).

Включающие устройства должны быть рассчитаны на разрядный ток.

Допустимо использование в целях получения постоянного тока для электроискрового упрочнения, выпрямителей (механических, ламповых или селеновых), которые монтируются в пульт управления.

Установка работает на следующих трех основных режимах:

	I	II	III
Ток короткого замыкания $i_{к.з}$, а	0,5	1,0	1,5
Емкость C , мкф	4	30	96

Кроме того, возможны их сочетания: I+II, I+III, II+III I+II+III.

Приспособление для закрепления обрабатываемого инструмента должно находиться в непосредственной близости от пульта управления с целью уменьшения сопротивления питающих проводников. Для закрепления инструмента обычно применяются слесарные тиски; в случае обработки штампов удобно использовать в качестве приспособления металлические плиты.

Для установки может быть использован вибратор (рис. 2), разработанный Лесотехнической академией (рабочие чертежи могут быть получены в ОргрЭС). Этот электромагнитный вибратор имеет сердечник 12 Ш-образной формы из обычной трансформаторной стали, с прочно закрепленной на нем листовй пружиной 5. На центральном стержне сердечника помещается катушка 11. На пружине закреплен якорь 3, к которому через изоляционную втулку крепится держатель 16 электрода.

Принцип работы электромагнитного вибратора заключается в том, что при прохождении переменного тока через катушку образуется переменное магнитное поле, которое притягивает стальной якорь к сердечнику и увлекает пружину, жестко с ним связанную. В момент перемены направления тока якорь отрывается под действием пружины от сердечника, после чего цикл повторяется. Таким образом, стальной якорь, пружина и жестко с ним связанный держатель с электродом приходят в возвратно-поступательное движение.

Инж. М. И. Имбрицкий

Вводы 220 кВ выключателей МКП-274, установленных на открытой подстанции грЭС Мосэнерго, при неблагоприятных условиях (нанесение ветром на подстанцию уносов из труб котельной, мокрый снег, изморозь, морозящий дождь и т. п.) вследствие их перекрытия неоднократно вызывали короткие замыкания на шинах. Часть вводов была значительно разрушена и требовалась замены верхней крышки.

Автором был предложен способ и разработана конструкция усиления этих вводов. Усиление осуществляется наращиванием верхней крышки ввода специальной фарфоровой надставкой длиной около 700 мм с соответствующим удлинением токоведущей трубы.

В апреле 1950 г. на высоковольтном стенде грЭС была проверена эффективность усиления вводов надставками. Для испытания была взята верхняя крышка ввода, сочлененная с надставкой, заглушенная сверху и снизу и заполненная трансформаторным маслом (см. рисунок).

Первой серией опытов было определено сухоразрядное напряжение собственной надставки (температура окружающего воздуха $+12^{\circ}$ С):

Опыт № 1	215 кВ
„ № 2	218 „
„ № 3	212 „
„ № 4	208 „
Среднее из четырех опытов	213 „

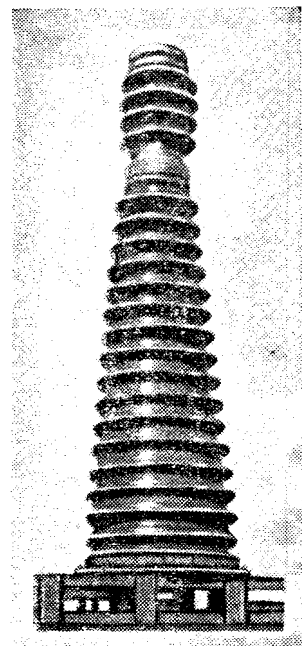
Таким образом, сухоразрядное напряжение всего ввода при усилении его надставкой увеличивается не менее чем на $\frac{213}{610} \cdot 100 = 35\%$, где 610 — сухоразрядное напряжение ввода без надставки.

Следующей серией опытов были определены мокро-разрядные напряжения загрязненной крышки с усиливающей надставкой и без таковой. Всего было проделано 25 опытов. В опытах с № 1 по № 11 увлажнение наружной поверхности крышки создавалось путем смачивания ее вручную кистью; на увлажненную таким образом крышку наносилась сухая зола (уносы котельной). Для создания более неблагоприятных условий, приближающихся к действительным, вода, которой смачивалась крышка была подкислена серной кислотой (3—4%).

№ опыта	Разрядное напряжение крышки без надставки, кВ	№ опыта	Разрядное напряжение крышки с надставкой, кВ
1	180	2	255
5	210	3	225
6	130	4	230
7	150	8	230
11	180	9	230
12	205	10	240
13	220	15	250
14	210	16	290
22	190	17	280
23	180	18	280
24	150	19	270
		20	250
		21	240
		25	200

Среднее 181,8 кВ

Среднее 246,4 кВ



В опытах с № 12 по № 25 увлажнение создавалось путем подачи воды из водопроводной сети через распыляющие сопла, а загрязнение — путем обдувания покрышки уносами котельной через небольшую воздухоудку.

В опытах № 24 и 25 покрышка и надставка были дополнительно смочены подкисленной водой. Температура окружающего воздуха в опытах № 1—10 была равна 12° С и в опытах № 11—25 равна 6° С. Результаты опытов приведены в таблице.

Из таблицы видно, что разрядное напряжение покрышки без усиливающей надставки при стечении условий может быть равно рабочему фазовому напряжению (опыт № 6) или приближаться к нему (опыты № 7 и 24), тогда как у покрышки с надставкой разрядное напряжение во всех случаях значительно выше фазового напряжения.

Мокроразрядное напряжение ввода, усиленного надставкой, при интенсивном загрязнении в среднем больше чем без надставки на $\frac{246,4-181,8}{181,8} \cdot 100 = 36\%$

Таким образом, полученные результаты испытаний указывают на существенную эффективность и целесообразность усиления вводов 220 кВ масляных выключателей специальными надставками как средства борьбы против их перекрытия в условиях сильной загрязненности дымовыми уносами, технологической пылью и газами. Усиление вводов надставками не должно исключать, однако, проведения плановых очисток их в периоды между капитальными ремонтами выключателей.

Инж. В. Л. Смольников

Модернизация вводов масляных выключателей типа МКП-76

Эксплуатация выключателей 35 кВ типа МКП-76 выявила ненадежность вводов этих выключателей вследствие конструктивных недостатков. Основные недостатки этих вводов (рис. 1, а) состоят в следующем:

1. Компаундная заливочная масса используется во вводе в качестве основной изоляции. Как показал опыт

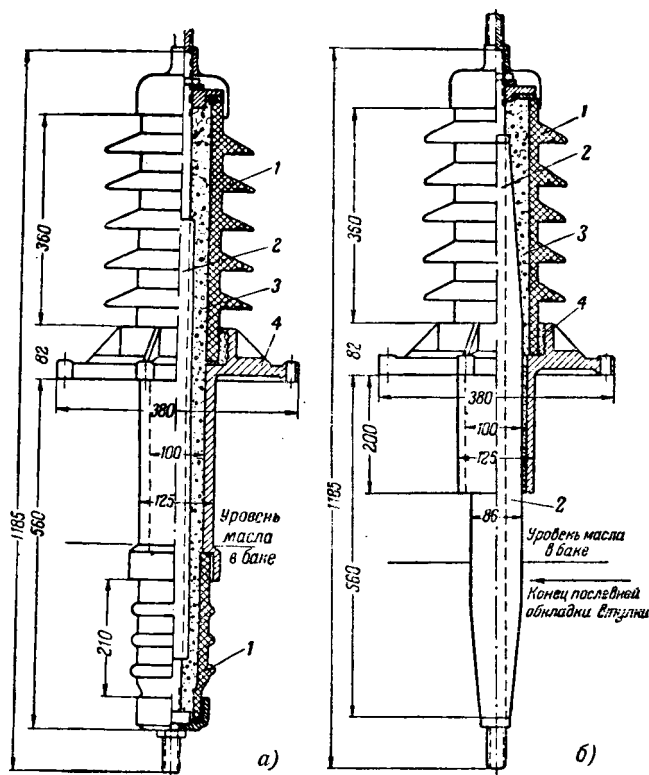


Рис. 1. Ввод масляного выключателя типа МКП-76 до модернизации (а) и после модернизации (б).

1—фарфор; 2—бакелит; 3—масса; 4—фланец.

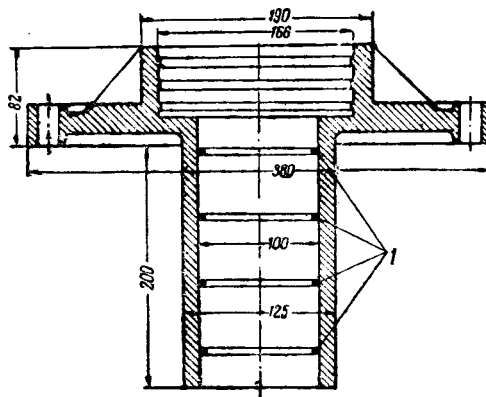


Рис. 2. Фланец ввода МКП-76 с кольцами для армирования втулки типа ВМ-35.

1—кольцо из проволоки диаметром 5 мм.

эксплуатации вводов этого типа, а также и других типов, например вводов масляных выключателей типа К фирмы Виккерс, при таком использовании масса не является надежной изоляцией и часто служит причиной аварий.

2. Фарфоровый изолятор нижней части ввода имеет слишком малые размеры, в особенности при наличии массы, используемой в качестве основной изоляции. В эксплуатации были случаи перекрытий по внутренней поверхности этого изолятора. Механически изолятор недостаточно прочен; имели случаи разрушения его в эксплуатации.

3. Уплотнение в нижней части ввода конструктивно неудачно, вследствие чего трудно обеспечить хорошее его состояние, и поэтому часто наблюдается попадание масла внутрь ввода, что вызывает разжижение массы и из-за этого сильное снижение электрической прочности ввода, приводившее в ряде случаев к авариям.

Вследствие указанных недостатков вводов 35-кВ выключателей типа МКП-76 в системе Ленэнерго за последние пять лет было девять повреждений этих вводов, вызвавших пять аварий.

По предложению автора этой статьи в системе Ленэнерго производится модернизация вводов указанного типа. Модернизация вводов МКП-76 предусматривает коренное изменение конструкции ввода, в результате которого ввод с использованием компаундной массы в качестве основной изоляции переделывается во ввод с основной бакелитовой изоляцией. Такие вводы, как, например, ВМ-35, при правильной их сборке и заливке массой Э-3 показывают весьма надежную работу. Так, например, в Ленэнерго за много лет работы вводы ВМ-35 не дали ни одной аварии и повреждений.

Модернизация вводов заключается в следующем (рис. 1, б). Вся основная изоляция ввода, а именно бакелитовая трубка, компаундная масса и нижний фарфоровый изолятор, заменяются бакелитовой конденсаторной втулкой, армируемой в существующий фланец, который укорачивается. Бакелитовая втулка заказывается на заводе по чертежу Ленэнерго. При изготовлении она наматывается на трубку, в которую при сборке модернизированного ввода вставляется существующий токоведущий стержень ввода МКП-76. Крепление стержня и уплотнение колпачка осуществляются так же, как и во вводах ВМ-35.

Следует отметить, что в случае модернизации единичных вводов и наличия свободных бакелитовых втулок от вводов ВМ-35 они могут быть применены для модернизации вводов МКП-76. Однако при этом необходимо для прочности армировки наваривать кольца на внутреннюю поверхность фланца, как показано на рис. 2; при этом каждое кольцо приваривается по окружности в трех-четырёх точках. Верхняя часть модернизированного ввода заливается массой Э-3.

Таким образом, несмотря на коренное изменение конструкции ввода, модернизация оказывается достаточно простой. В апреле 1950 г. в системе Ленэнерго уже находилось в эксплуатации 14 выключателей типа МКП-76 с переделанными вводами, причем в одном случае с использованием втулок от вводов ВМ-35.

Инж. В. Н. Звезднин и инж. А. В. Калантаров

ХРОНИКА

В Техническом управлении Министерства

О распределении обязанностей при производстве переключений в устройствах городских (кабельных) сетей

Техническое управление и Главная инспекция МЭС по эксплуатации приняли следующее, утвержденное заместителем министра электростанций т. Ермаковым, дополнение (решение № 34/Э от 26 июня 1950 г.) к их решению «О распределении обязанностей при производстве переключений в устройствах высокого напряжения двумя лицами» (см. № 110 «Сборника директивных материалов Технического отдела МЭС», Электрическая часть, Госэнергоиздат, 1950 г.):

«В устройствах городских (кабельных) сетей, не имеющих постоянного дежурства, может быть сохранен порядок, согласно которому переключения непосредственно производит лицо высшей квалификации в присутствии лица низшей квалификации, осуществляющего наблюдение за правильностью операций».

О повышении надежной работы электрических машин

Анализ эксплуатации электрических машин за 1948 и 1949 гг., проведенный ЦНИЭЛ по заданию Технического управления МЭС, показал, что в результате проводившихся на электростанциях профилактических испытаний изоляции (в соответствии с эксплуатационными циркулярами Э-25 и Э-12, «Основными положениями по ревизиям и испытаниям электрических машин и трансформаторов», решениями Технического отдела МЭС № 73/Э и 105/Э 1948 г. и др.), повысилась надежность работы генераторов, компенсаторов и электродвигателей собственных нужд.

Хороших результатов в части повышения надежной работы изоляции электрических машин добились энергосистемы: Челябинэнерго, Свердловэнерго, Узбекэнерго и др., которые в своей практике эксплуатации электрических машин руководствовались действующими директивными указаниями Технического отдела МЭС, внедряли новые, более эффективные методы и аппаратуру для профилактических испытаний и пр.

Наряду с этим имеют еще место такие факты, когда руководящий персонал отдельных энергосистем и электростанций не осознает всей важности и обязательности строгого соблюдения и выполнения требований действующих правил, норм и директивных указаний по профилактическим испытаниям, нарушая или вовсе не выполняя последние. Так, например, несмотря на рост удельной аварийности генераторов за последние два года в Донбассэнерго, Калининэнерго, Ленэнерго, Мосэнерго, Эстонэнерго, в последних имеют место серьезные нарушения директивных указаний по профилактическим испытаниям изоляции в период капитальных ремонтов. А на ряде электростанций в период капитальных ремонтов 1949 г. вовсе не проводились испытания изоляции генераторов.

Одновременно Техническое управление МЭС отмечает, что на отдельных электростанциях необоснованно ограничивают величину форсировки возбуждения генераторов, не используя потолок возбуждения возбудителей (Молотовэнерго, Донбассэнерго и др.).

Иногда имеют место такие факты, когда включение генераторов в сеть задерживается из-за замедленного подъема напряжения, например, 1 кВ в минуту. В ряде энергосистем ограничивают мощность генераторов по току ротора, номинальное значение которого принимается по табличным (паспортным) данным машины, в то время как эти данные являются расчетными.

Несмотря на наличие повреждений электрических машин из-за плохого качества их изготовления, в особенности Баранчинского завода им. Калинина МЭП, выпускающего электродвигатели, электростанции не представляют рекламаций заводам-поставщикам или предъявляют их несвоевременно.

В целях повышения надежной работы генераторов, компенсаторов и электродвигателей собственных нужд и обеспечения устойчивой работы энергосистем Техническое управление МЭС предлагает (эксплуатационный циркуляр № 5/Э от июня 1950 г.):

1. При проведении профилактических испытаний генераторов, компенсаторов и электродвигателей строго придерживаться требований директивных указаний Технического отдела МЭС, опубликованных в «Сборнике директивных материалов Технического отдела МЭС» (Госэнергоиздат, 1950 г.), проводя в обязательном порядке испытание генераторов и компенсаторов при капитальных ремонтах или в период монтажа, повышенным напряжением переменного тока, а электродвигателей собственных нужд — повышенным напряжением переменного тока или выпрямленным напряжением, в соответствии с гл. V раздела третьего упомянутого сборника директивных материалов (стр. 96—99).

2. Для всех генераторов, за исключением имеющих роторы с проволочными бандажами, использовать максимальный потолок возбуждения.

3. При включении генераторов в сеть скорость подъема напряжения не нормировать, допуская перед пуском машины установку шунтового реостата сразу в положение холостого хода.

4. Все синхронные машины (гидрогенераторы, турбогенераторы, компенсаторы) могут быть сразу нагружены по току статора и ротора до номинальных значений.

5. За номинальный ток ротора генератора принимать фактический наибольший ток ротора, измеренный при:

$$1) P_n; I_{ст.н}; U_{ст.н};$$

$$2) P_n; 1,05I_{ст.н}; 0,95U_{ст.н};$$

$$3) P_n; 0,95I_{ст.н}; 1,05U_{ст.н};$$

где P_n — номинальная активная мощность. За номинальный ток ротора принимается наибольший ток ротора, полученный в результате этих трех измерений.

6. При обнаружении дефектов заводского происхождения в генераторах, компенсаторах и электродвигателях немедленно оформлять соответствующие материалы и предъявлять рекламацию заводу-изготовителю.

Весь материал, характеризующий дефектность продукции по вине завода-изготовителя, направлять в Техническое управление МЭС.



ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Электростанции с газотурбинными установками замкнутого цикла

Не лишено интереса описание современных газотурбинных установок промышленного типа, работающих по замкнутому циклу¹.

В настоящее время сооружаются две электростанции с установкой газовой турбины замкнутого цикла по 12 500 кВт и устанавливается турбина мощностью 1 000 кВт для использования отбросного тепла на газовом заводе.

Газотурбинные установки мощностью 12 500 кВт при полной нагрузке имеют следующие параметры:

Начальное давление и температура воздуха перед турбиной высокого давления	52,5 ата и 665 °С
Начальное давление и температура воздуха после промежуточного перегрева перед турбиной низкого давления	18 ата и 675 °С
Противодавление газовой турбины низкого давления	4,5 ата
Расчетный удельный расход тепла	250 кал/квтч

Обе газовые турбины являются идентичными, за исключением способа регулирования давления рабочего воздуха при изменениях нагрузки.

Для этих установок воздухонагреватель устанавливается в одном помещении с газовой турбиной. При таком расположении основного оборудования установка получается весьма компактной с короткими коммуникациями как с газовой стороны, так и со стороны воздуха.

Предполагается сооружение пылеугольной электростанции с установкой газовой турбины мощностью 12 тыс. кВт.

Компоновка электростанции с газовой турбиной замкнутого цикла при сжигании угольной пыли мало чем отличается от обычных компоновок электростанций с паровыми турбинами. В этом случае воздухонагреватель и другое оборудование, связанное с процессом горения, а также теплообменники отделяются от машинного зала.

Машинный зал для этой установки запроектирован двухэтажным. На полу первого этажа устанавливается турбина низкого давления, а также соединенные с ней компрессор и генератор. На уровне же пола второго этажа устанавливается турбина высокого давления и соединенный с ней компрессор. На одном уровне с турбиной низкого давления устанавливается также все остальное оборудование, как то: регенеративный теплообменник, охладители и пр.

Весьма важным элементом установки является воздухонагреватель, так как он сильно влияет на экономичность установки. Кроме того, он составляет по весу и стоимости около 30% от всей установки.

Известно, что передача тепла рабочему телу, в данном случае воздуху, через поверхности нагрева может производиться радиацией и конвекцией.

Теплопередача радиацией является наилучшей, так как при этом требуется небольшая поверхность нагрева,

и сопротивление с газовой стороны получается минимальным. Однако в настоящее время предпочтение отдается трубчатым воздухонагревателям конвективного типа с поперечным потоком, который весит на 60% меньше, чем такой же воздухонагреватель с противотоком, и занимает меньше места. Для двух приведенных выше электростанций с установками газовой турбины по 12 500 кВт конструируются воздухонагреватели с топкой, работающей под давлением, что резко повышает коэффициент теплопередачи при конвекции.

При давлении в топке около 3,2 ата необходимая поверхность нагрева уменьшается почти в два раза. Удельный объем продуктов сгорания также уменьшается, что влияет на размеры газопроводов и вентиляторов.

Что касается конструктивного оформления трубчатого воздухонагревателя, то наиболее целесообразной является цилиндрическая форма с расположением топки в его центре. Эта конструкция применяется как при сжигании газа и жидкого топлива, так и при сжигании угольной пыли. При промежуточном перегреве трубки высокого и низкого давлений помещаются в одном корпусе, что позволяет свести к минимуму потери давления в соединительных трубах.

Возвращаясь к теплопередаче радиацией в топке с атмосферным давлением, нужно отметить, что воздухонагреватель при этих условиях будет наиболее простой и компактной конструкцией. Он может быть успешно применен и для сжигания угольной пыли. Так как интенсивность радиации пламени при сжигании угля очень высока, то требуется понизить среднюю температуру в топке путем рециркуляции газов. В этом случае количество возвращаемых в топку газов, видимо, будет весьма значительным.

При рециркуляции газов желательна поток их направить вдоль трубок как для очистки поверхности трубок от золы, так и для усиления грануляции частиц золы, так как температура возвращаемых газов будет не более 500 ÷ 600° С.

Температура рабочего воздуха ограничивается температурой стенок трубок и коллекторов воздухонагревателя. Это в некоторой мере ограничивает возможный к. п. д. газовой турбины замкнутого цикла.

Нужно помнить, что разность между наивысшей температурой стенок трубок и температурой воздуха, поступающего в газовую турбину, не должна быть более 30 ÷ 50° С.

Переходя к вопросу об использовании газовых турбин в установках малой и средней мощности, нужно отметить, что экономичность даже небольших газовых турбин может сравниться с экономичностью паровой турбины весьма большой мощности. С уменьшением мощности паровых турбин соответственно уменьшается термический к. п. д. установки и при мощности агрегатов около 10 тыс. кВт термической к. п. д. не превышает 25%.

Газовые же турбины малой мощности в настоящее время могут быть построены с такой тепловой характеристикой, которая обеспечит термический к. п. д. всей установки не менее 30%.

Интересно привести проектные данные установки газовой турбины замкнутого цикла мощностью 1 000 ÷ 2 000 кВт для работы на угольной пыли. Для этой установки предполагается построить воздухонагреватель цилиндрической формы с атмосферным давлением в топке. Начальное давление у газовой турбины равно 16 ата, а давление на всасывающем патрубке компрессора — 4,2 ата. Начальная температура воздуха 650° С. Скорость вращения тур-

¹ Принципиальные термодинамические основы и конструктивные элементы газотурбинных установок замкнутого цикла были освещены на страницах журнала "Электрические станции" (№ 4, 1947 г., реферат О. Н. Давидовского). Р е д.

бины, соединенной непосредственно с двухступенчатым компрессором, равна 10 000 об/мин.

Агрегат, состоящий из газовой турбины и компрессора, соединен с генератором при помощи редуктора. Установка имеет только один охладитель. Расчетный термический к. п. д. установки в зависимости от выбора величины поверхности теплообменника будет достигать 26—30%.

Расход воды, необходимый для этой установки, составляет от 10 до 20% расхода, необходимого для паротурбинной установки такой же мощности (Trans. of the ASME, 1950).

Обраб. инж. И. И. Квирин

Понизительные подстанции без выключателей на стороне высшего напряжения

Проведенное в 1948 г. Американским институтом инженеров-электриков обследование 25 энергоснабжающих компаний США установило наличие 169 понизительных подстанций с напряжением 66 кВ и выше, не имеющих выключателей или предохранителей на стороне высшего напряжения трансформаторов, причем некоторые из подстанций находятся в эксплуатации уже в течение 25 лет.

Единичная мощность трансформаторов, установленных на этих подстанциях, достигает 100 тыс. кВА; расстояния до мест установки ближайших выключателей высокого напряжения колеблются от 30 м до 160 км.

Большинство обследованных компаний сообщает об удовлетворительном опыте эксплуатации таких установок, указывая на возможность успешной работы и защиты подстанций без выключателей на стороне высшего напряжения трансформаторов.

Наиболее интересная схема электрических соединений подстанции предусматривает установку автоматических заземляющего и линейного разъединителей, комбинация которых заменяет выключатель высокого напряжения. В этой схеме (рис. 1) имеет место следующая последовательность работы аппаратов при внутреннем повреждении трансформатора. Действие реле защиты трансформатора вызывает включение однополюсного заземляющего разъединителя, создающего искусственное однофазное замыкание на землю, которое автоматически отключается выключателем на питающей данной подстанции установке. После отключения напряжения автоматически отключается трехполюсный линейный разъединитель данной подстанции, который тем самым отсоединяет от сети как поврежденный трансформатор, так и однополюсный заземляющий разъединитель. При наличии на выключателе питающей установки устройства АПВ последнее срабатывает, после чего линия электропередачи вновь ставится под напряжение.

На 33 обследованных подстанциях, применяющих описанную схему, установлено 44 трансформатора суммарной мощностью 645 тыс. кВА, с единичной мощностью от 3 750 до 67 500 кВА, с первичным напряжением от 66 до 121 кВ. В числе этих подстанций: две — трехтрансформаторных, семь — двухтрансформаторных, а остальные 24 — однотрансформаторные.

Заземляющие разъединители оборудуются, как пра-

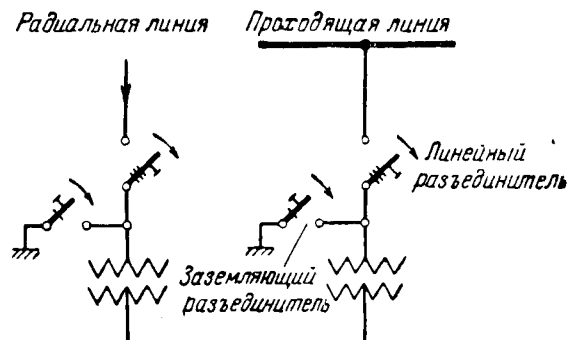


Рис. 1.

вило, пружинными приводами, а линейные разъединители четырех подстанций имеют ручные приводы, шести подстанций — моторные и 23 — пружинные.

Все обследованные подстанции имеют аккумуляторные батареи, причем 22 — напряжением 125 в и 11 — напряжением 24÷48 в.

Из 33 подстанций — 23 изолированные, а 10 со стороны низкого напряжения связаны с генерирующими источниками или системой.

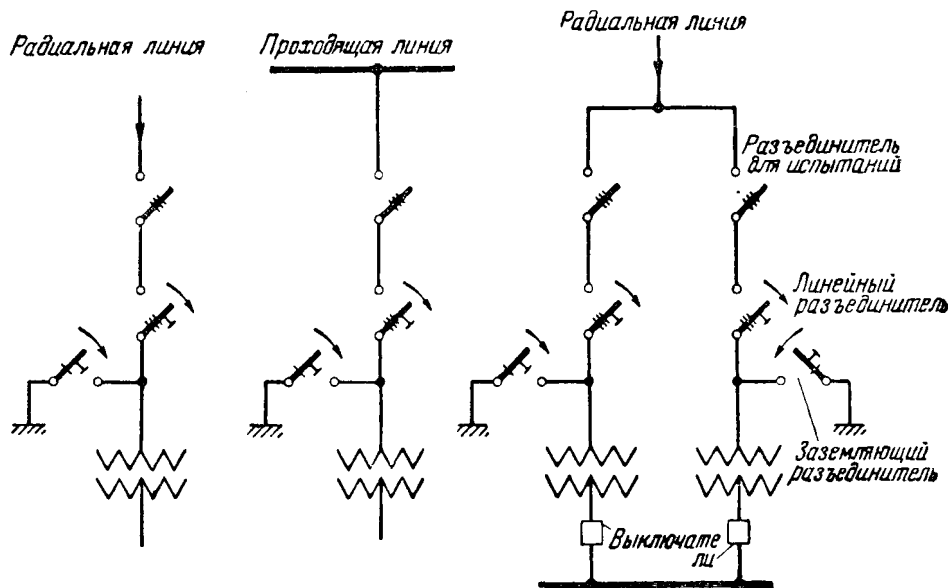


Рис. 2.

За все годы эксплуатации подстанций, работающих по описанной схеме (310 трансформаторо-лет), имели место повреждения 13 заземляющих и 14 линейных разъединителей; кроме того, было 22 повреждения в цепях управления.

Для систематической проверки (обычно ежемесячной) работы автоматических разъединителей на ряде подстанций дополнительно устанавливаются трехполюсные разъединители с ручным приводом, отключаемые на период производства испытаний (рис. 2). Наличие этих разъединителей позволяет не снимать напряжения с питающих линий электропередачи при испытаниях.

Учитывая высокую надежность современных трансформаторов высокого напряжения, применение описанной схемы, особенно для изолированных однострановых подстанций, обеспечивает достаточно надежное электроснабжение при минимальных одновременных капиталовложениях в подстанции (Trans. of the AIEE, Vol. 68, I, p. 226—232; II, p. 851—857).

Обраб. инж. Ю. А. Якуб



О тематике журнала „Электрические станции“ на 1951 г.

Перед журналом «Электрические станции» поставлена задача содействовать успешному выполнению заданий Партии, Правительства и Министерства электростанций по дальнейшему развитию энергетики на основе внедрения новой и усовершенствованной техники, использования прогрессивных методов эксплуатации и технологии работ, освещения передового опыта предприятий и отдельных работников — новаторов производства.

Осуществление строительства новых мощностей и рационализация действующего оборудования в больших масштабах работ требуют мобилизации материальных ресурсов, труда и денежных средств. Поэтому в 1951 г. важнейшей задачей журнала является освещение вопросов экономии и организации производства, основ технико-экономического анализа и применения прогрессивных норм производства, снижения себестоимости энергии, снижения стоимости строительства, увеличения сверхплановых накоплений и оборачиваемости оборотных средств, вопросы организации труда, внедрения хозрасчета, снижения удельной численности персонала.

В связи с развитием строительства особое значение получает раздел проектирования, строительства и монтажа электростанций и электросетей, в частности организация скоростного строительства, механизация монтажных и строительных работ, рациональная технология их. Выполнение строительства скоростными методами требует широкой типизации проектов, устранения излишеств в проектировании и более полного использования опыта эксплуатации при проектировании новых установок. Типовые проекты основных сооружений будут вынесены на обсуждение читателей журнала.

Вопросы организации эксплуатации действующих установок, а также пуска и наладки новых устройств попрежнему остаются в центре внимания журнала. В журнале будут освещаться методы повышения культуры эксплуатации на основе использования лучшего опыта электростанций и сетей, борьба с потерями во всех звеньях энергетического хозяйства, повышение надежности электропитания, использование резервов мощностей, а также методы скоростного ремонта станций и сетей, вопросы централизованного ремонта. Будет уделено внимание противоаварийным мероприятиям и борьбе с травматизмом.

В тепловой части, как и в прошлые годы, будет продолжаться освещение работ по применению пара высоких параметров, улучшению эксплуатации всех видов оборудования высокого давления, новых материалов о работе прямоточных котлов, главным образом высокого давления по разработке и внедрению рациональных режимов эксплуатации.

В части топливных и котельных установок основными вопросами являются: механизация топливных складов, совершенствование систем топливоприготовления, улучшение сжигания местных топлив, работа топков с жидким шлакоудалением, механические решетки с верхним забросом, борьба с аварийностью и повышение надежности котельных агрегатов и их элементов, реконструкция агрегатов, повышение экономичности тяго-дутьевых устройств, внедрение механизированного золоудаления, а также очистка дымовых газов от золы и окислов серы.

По турбинным установкам важнейшими являются вопросы эксплуатации турбин высокого давления, насосов и арматуры высокого давления, повышение экономичности и надежности работы турбин, в особенности правильного внедрения режимов, в частности режимов регенерации и охлаждения.

В области теплофикации будут освещаться опыт работы тепловых систем, вопросы наладки теплосетей и, особенно, вопросы тепловой изоляции.

Редакция будет продолжать освещение наиболее передовых и эффективных методов водоподготовки, ведения водного режима котлов высокого давления, опыта работы Н-катионных установок, опыта химической обработки циркуляционной воды, вопросов борьбы с коррозией металлов. Одновременно должны быть освещены опыт работ

химцехов электрических станций и вопросы масляного хозяйства.

В электрической части большое внимание будет попрежнему уделяться вопросам эксплуатации электрических систем: их рациональному развитию, режимам в нормальных и аварийных условиях, повышению устойчивости, снижению потерь энергии, повышению коэффициента мощности, повышению уровня изоляции и защите от грозовых повреждений.

Внимание читателей будет привлекаться к эксплуатации основных видов электрооборудования — генераторов, трансформаторов, выключателей и т. д., в частности, к эксплуатации генераторов с водородным охлаждением и воздушных выключателей. Одними из ведущих направлений остаются: освещение вопросов профилактики изоляции как эффективного средства снижения аварийности и совершенствование релейной защиты.

Редакция в текущем году приложит усилия для развития раздела, оставшегося недостаточно освещенным за все годы работы журнала, — развитие и эксплуатация электрических сетей, кабельных и воздушных. Особое значение получат вопросы механизации строительства сетей, выбор новых схем электрических соединений, вопросы регулирования напряжений, ремонтов на неотключенных линиях, организация проведения ремонтов централизованным методом, эксплуатация подстанций без дежурного персонала.

Одним из важнейших направлений журнала остается автоматизация электростанций и сетей как в тепловой, так и в электрической части. В тепловой части должны быть освещены новые схемы и опыт эксплуатации устройств по автоматизации тепловых процессов, автоматическое регулирование работы основного оборудования и механизмов собственных нужд, дистанционное управление регулирующими и запорными органами, опыт наладки тепловой автоматики и комплексной автоматизации тепловых цехов электростанций.

В электрической части будет продолжаться освещение вопросов автоматического повторного включения, автоматического регулирования частоты и напряжения, опыта наладки этих устройств, внедрения телеуправления и телеизмерения, а также совершенствования всех видов связи, сигнализации и блокировки.

Наряду с освещением опыта эксплуатации тепловых станций будут также освещаться и опыт эксплуатации гидроэлектростанций, гидросооружений и гидроэнергетического оборудования, вопросы использования гидроэнергии и опыт автоматизации гидроэлектростанций.

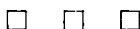
В отделе хроники будут помещаться информация о решениях Министерства, содержание важнейшей противаварийных и эксплуатационных циркуляров, типовых инструкций и руководящих указаний, а также освещаться некоторые работы научно-исследовательских и наладочных организаций Министерства. Будет уделено внимание также работе совещаний и конференций по важнейшим вопросам энергохозяйства.

В текущем году редакция намерена шире освещать зарубежный опыт в области энергетики, с критической его оценкой, и обратить внимание на библиографию и критику советских книг и журналов.

Редакционная коллегия журнала обращается с просьбой к читателям принять активное участие в работе журнала, сосредоточив основное внимание на указанных выше вопросах. Редакция ожидает, что широкие круги эксплуатационных инженеров и строителей будут еще в большей мере присылать журналу сообщения о передовом опыте своих предприятий, о результатах осуществления своих рационализаторских предложений.

Редакция призывает читателей к широкому участию в обсуждении статей, помещенных в журнале. Критика читателей поможет редакции журнала мобилизовать всех энергетиков на выполнение поставленных перед ними задач.

Редакция



Вниманию авторов

При подготовке статей для журнала «Электрические станции» авторам необходимо выполнять следующие требования:

1. Объем статей не должен превышать 10—15 страниц текста, *напечатанного на машинке на одной стороне листа через два интервала (обязательно первый экземпляр)*. В виде исключения статьи могут быть представлены четко написанными от руки на одной стороне листа.

2. Формулы и иностранный текст должны быть написаны разборчиво. В формулах обязательно выделять прописные и строчные буквы, индексы писать ниже строки, показатели степени — выше строки; на полях рукописи делать отметки, каким алфавитом в формулах обозначены буквы, и другие пояснения к формулам.

3. Статьи иллюстрировать photographиями и чертежами, однако число их должно быть минимально необходимым. Чертежи выполнять тушью или карандашом, надписи и обозначения писать четко. Снимки направлять четкие и контрастные размером не менее 9×12 см, в двух экземплярах.

В тексте статьи обязательно делать ссылки на рисунки, причем обозначения в тексте должны строго соответствовать обозначениям на рисунках.

Каждый чертеж или photographия должны иметь порядковый номер, соответствующий его номеру в тексте, и подпись.

Чертежи и фото в тексте не вклеивать, а прилагать их отдельно, составив на них опись.

4. В табличном материале точно обозначать единицы измерения. Наименования давать полностью, не сокращая слов. Не давать слишком громоздких таблиц.

5. Иностранные единицы измерения обязательно переводить в принятые у нас в Союзе меры длины, веса и др.

6. Официальные материалы должны быть заверены соответствующими организациями. Материал научно-исследовательских организаций и заводов должен иметь визу руководства.

7. В конце рукописи указывать полностью имя, отчество и фамилию автора, домашний адрес, занимаемую должность, год рождения, номер и место выдачи паспорта.

8. Материал для журнала направлять по адресу: Москва, Ветошный пер., здание ГУМ, III корпус, 1 этаж, помещ. 164, редакции журнала «Электрические станции».

Цена 8 руб.

ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

НА
1951
ГОД

ПРОДОЛЖАЕТСЯ ПОДПИСКА

НА
1951
ГОД

НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ЖУРНАЛЫ:

„ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ“

Орган МЭС СССР

Год издания 22-й. 12 номеров в год

Подписная цена: на год 96 руб.
на 6 мес. 48 руб.

ЖУРНАЛ РАССЧИТАН НА ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РАБОТНИКОВ ПРОЕКТНЫХ И СТРОИТЕЛЬНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И СЕТЕЙ МИНИСТЕРСТВА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, А ТАКЖЕ НА ЭНЕРГЕТИКОВ ПРЕДПРИЯТИЙ ДРУГИХ МИНИСТЕРСТВ.

„ЭЛЕКТРИЧЕСТВО“

Орган Академии наук СССР, МЭС и МЭП СССР

Основан в 1880 г. 12 номеров в год

Подписная цена: на год 96 руб.
на 6 мес. 48 руб.
на 3 мес. 24 руб.

ЖУРНАЛ РАССЧИТАН НА ИНЖЕНЕРОВ И НАУЧНЫХ РАБОТНИКОВ, ВЕДУЩИХ РАБОТУ В РАЗЛИЧНЫХ ОБЛАСТЯХ ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ.

ПОДПИСКА ПРИНИМАЕТСЯ

городскими
и районными
отделечьями
Союзпечати,
во всех конторах,
отделениях и
агентствах связи
и общественными
уполномочен-
ными по подписке
на предприятиях,
в организациях и
учреждениях

„Гидротехническое строительство“

Производственно-технический и экономический журнал МЭС СССР

Год издания 20-й. 12 номеров в год

Подписная цена: на год 48 руб.

ЖУРНАЛ РАССЧИТАН НА ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ПЕРСОНАЛ, РАБОТАЮЩИЙ НА ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СТРОИТЕЛЬСТВАХ, В ПРОЕКТНО-ИЗЫСКАТЕЛЬСКИХ ОРГАНИЗАЦИЯХ, НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ ИНСТИТУТАХ И НА СТУДЕНТОВ ВТУЗОВ.

„ТОРФЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ“

Орган МЭС СССР

Год издания 28-й. 12 номеров в год

Подписная цена: на год 48 руб.
на 6 мес. 24 руб.

ЖУРНАЛ РАССЧИТАН НА ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РАБОТНИКОВ ТОРФЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ.

„ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА“

Орган Госинспекции по промэнергетике и энергонадзору при МЭС СССР

Год издания 8-й. 12 номеров в год

Подписная цена: на год 48 руб.
на 6 мес. 24 руб.
на 3 мес. 12 руб.

ЖУРНАЛ ПРЕДНАЗНАЧЕН ДЛЯ ИНЖЕНЕРОВ И ТЕХНИКОВ, РАБОТАЮЩИХ В ОТДЕЛАХ ГЛАВНОГО ЭНЕРГЕТИКА, ГЛАВНОГО МЕХАНИКА, В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЦЕХАХ ПРЕДПРИЯТИЙ И ЗАВОДСКИХ ЛАБОРАТОРИЙ.