

# ЭЭ Лектрические танции

8



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1953



**РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ**

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

Главный редактор Д. Г. Чижов

# Работа впрыскивающих регуляторов перегрева пара высокого давления

Кандидаты техн. наук И. Б. Варавицкий, Л. Б. Кроль, В. А. Локшин

Среди различных конструкций и схем устройств для регулирования температуры перегретого пара в котлах высокого давления впрыскивающие пароохладители, включенные в рассечку между ступенями перегревателя, выгодно отличаются малой инерцией действия, большим диапазоном возможного снижения температуры пара, простотой устройства и практической возможностью почти полного устранения связи между регулированием перегрева и питания котла.

В настоящее время область применения впрыскивающих пароохладителей еще ограничивается котельными агрегатами, работающими на чистом конденсате. Несмотря на это, большое число действующих агрегатов высокого давления снабжено такими пароохладителями.

Впрыскивающие пароохладители в некоторых установках выполнены с отдельными корпусами, заполненными различными насадками, сетками и т. п. для увеличения поверхности контакта пара с охлаждающей водой. Во многих же случаях пароохладители выполняются не с отдельными корпусами, а с теплообменными трубами, в которых происходит испарение охлаждающей воды. В таких случаях пароохладители могут быть выполнены в виде вертикальной или горизонтальной конструкции.

Ниже приводятся результаты промышленных испытаний горизонтальных и вертикального пароохладителей высокого давления с теплообменными трубами, выполненными по проекту Конструкторского бюро Главпромэнергомотажа.

Испытания горизонтальных пароохладителей<sup>1</sup> производились на двух однотипных котлах паропроизводительностью по 180 т/час, работающих на пыли донецкого тощего угля. Рабочее давление перегретого пара 72 ата, температура — 500° С. Первый по ходу пара ширмовый перегреватель состоит из девяти ширм, по девять труб в каждой с поверхностью нагрева 500 м<sup>2</sup> и расположен в топочной шахте над фестомом. Второй конвективный перегреватель с поверхностью нагрева в 1250 м<sup>2</sup> расположен в начале опускного газохода. Впрыскивающий пароохладитель установлен в рассечку между ступенями пароперегревателя (рис. 1).

<sup>1</sup> Работа выполнена В. А. Локшиным при участии мл. научного сотрудника ВТИ Н. Е. Ярославского, ст. техников Ю. П. Матюхина и Т. М. Иняшкиной, а также сотрудника тэц Н. Г. Ивановой. Большую помощь в проведении работы оказали главный инженер тэц П. Я. Тюрин и его заместитель М. А. Ефремов.

Пар из верхнего коллектора ширмового пароперегревателя поступает по 14 трубам диаметром

1 — выходной коллектор ширмового пароперегревателя; 2 — паропроводящие трубы к регулятору перегрева; 3 — входной коллектор регулятора перегрева; 4 — теплообменные трубы; 5 — форсунка впрыска; 6 — выходные головки теплообменных труб; 7 — соединительные трубы; 8 — выходной коллектор регулятора перегрева.

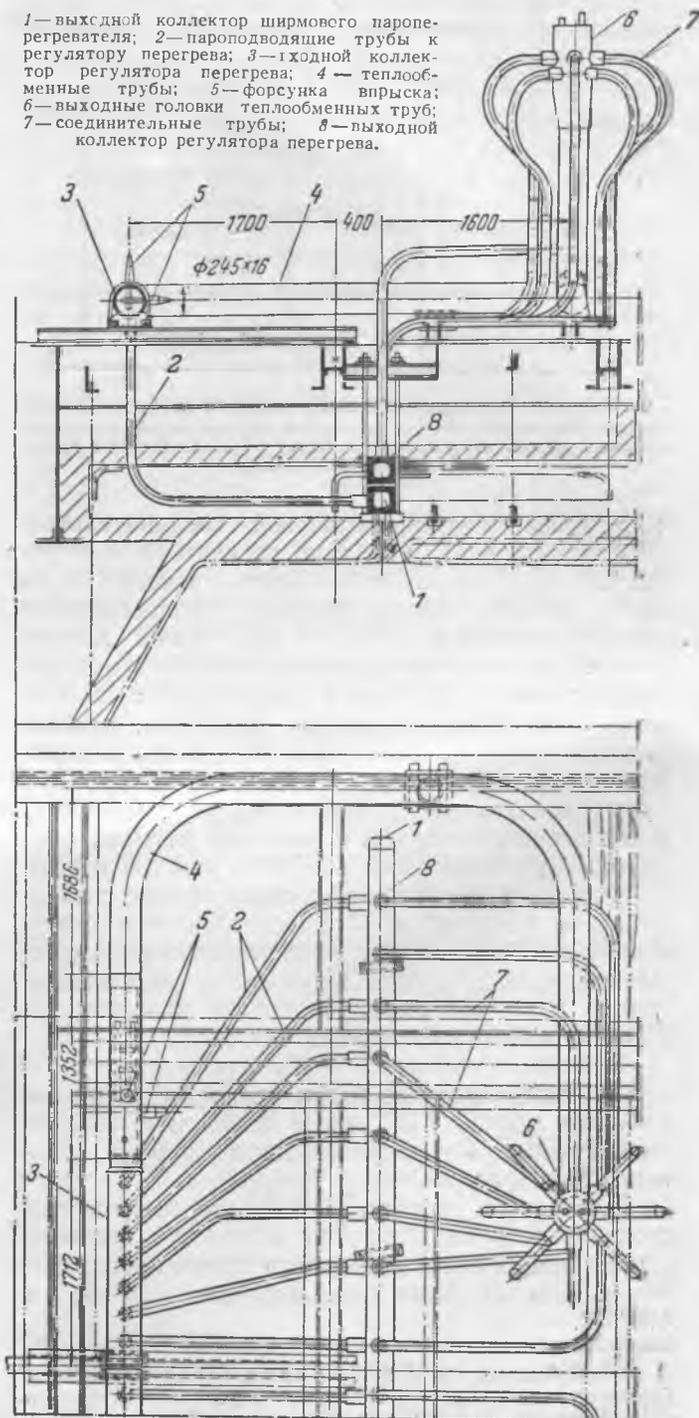


Рис. 1. Горизонтальный пароохладитель.



## Результаты испытания горизонтальных пароохладителей

По приближенным расчетным данным установленные впрыскивающие пароохладители должны были обеспечивать при параметрах работы котла:  $D = 180 \text{ т/час}$ ;  $\alpha_m = 1,2$ ;  $t_{ne} = 500^\circ \text{С}$ , промежуточное снижение температуры перегретого пара на  $60^\circ \text{С}$ . Опытами установлено, что эти регуляторы перегрева могут давать значительно большее охлаждение пара (более  $100^\circ \text{С}$ ) и надежно обеспечивают выдачу пара нормального перегрева в широком диапазоне нагрузок котла от 120 до 250  $\text{т/час}$ .

На рис. 5 приведены результаты опытов, характеризующих тепловую работу пароохладителя при различных нагрузках котла и избытках воздуха за пароперегревателем первой ступени.

Из графика видно, что при зашлаковании фестона и работе котла с большим избытком воздуха ( $\alpha_{ne} = 1,6 \div 1,7$ ) понижение температуры пара в регуляторе достигает при расчетной нагрузке почти  $120^\circ \text{С}$ . При этом режиме пароохладитель приходится включать даже при малых нагрузках котлов (100  $\text{т/час}$ ), в то время как при нормальном режиме эксплуатации котлов надобность в работе пароохладителей отпадает при нагрузках 120—130  $\text{т/час}$ . Количество впрыскиваемого конденсата в пар при нормальных условиях эксплуатации изменяется в пределах от 5 до 8% от общего расхода питательной воды.

Во время проведения испытаний регулирование перегрева пара производилось водосмотром вручную по температуре перегретого пара в общем трубопроводе на выходе из котлоагрегата.

В первый период эксплуатации, до наладки режима промежуточного охлаждения, когда питание котла производилось через одну питательную магистраль, из которой также бралась и вода для впрыска, температуру пара не удавалось удерживать достаточно равномерной во времени (рис. 6). В дальнейшем был принят режим пита-

ния котлов через обе магистрали, при постоянном нерегулируемом пропуске воды через одну из них, от которой и отводилась вода на пароохлаждение. Это обеспечило малую зависимость режима охлаждения от режима питания и поддержание постоянной конечной температуры перегрева пара с отклонениями  $\pm 5^\circ \text{С}$ .

В теплообменных трубах регулятора перегрева происходит перемешивание паровых потоков из отдельных змеевиков первой ступени, что должно снижать расхождение температур пара в отдельных змеевиках на выходе из второй ступени пароперегревателя.

Однако при существующей компоновке не исключено расхождение средних температур пара по сторонам пароперегревателя перед входом во вторую ступень. Выравнивание этих температур производится вручную соответствующим распределением охлаждающей воды между обеими теплообменными трубами с помощью вентиля, установленных непосредственно у форсунок впрыска, а регулирование конечной температуры перегрева производится одним вентиляем, установленным на площадке водосмотра у питательного трубопровода.

Поскольку режим работы котла изменяется во времени, то соответственно и температурный перекоп по сторонам пароперегревателя не остается постоянным; последнее усугубляется и тем, что сопротивление арматуры и форсунок впрыска также не остается всегда одинаковым, но постоянная ручная подрегулировка усложняет эксплуатацию и потому не всегда осуществляется. Вследствие этого при отдельных режимах работы котлов разность температур пара по сторонам после пароохладителей достигала  $25^\circ \text{С}$ . При этом неравномерность температур пара на выходе из первой ступени вызывает соответствующую неравномерность температур пара на выходе из второй ступени. При правильном режиме эксплуатации с подрегулировкой индивидуальными вентилями впрыска можно довести разность темпе-

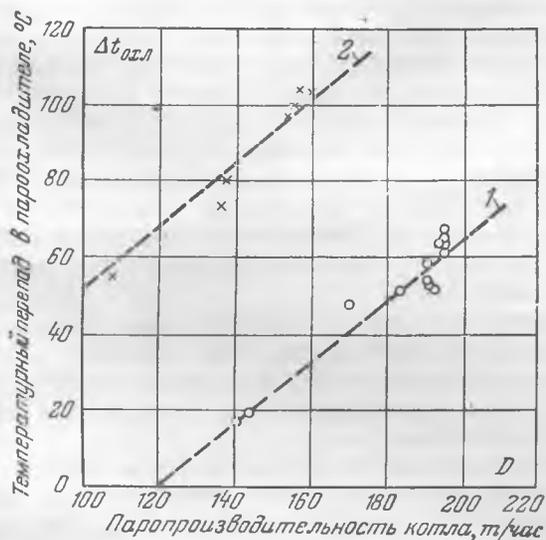


Рис. 5. Снижение температуры пара в горизонтальном пароохладителе.

1 — при сравнительно удовлетворительных условиях работы котла ( $\alpha_{ne} = 1,4$ ;  $t_{ne} = 145^\circ \text{С}$ ); 2 — при зашлаковании фестона, чрезмерно больших избытках воздуха ( $\alpha_{ne} = 1,6-1,7$ ) и пониженной температуре питательной воды ( $t_{ne} = 120^\circ \text{С}$ ).

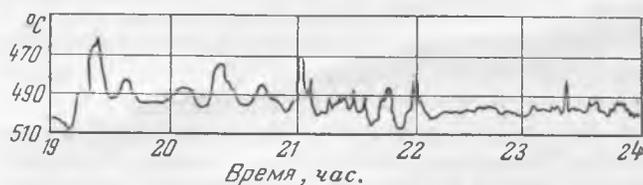


Рис. 6. Колебания температуры перегретого пара до наладки пароохладителя.

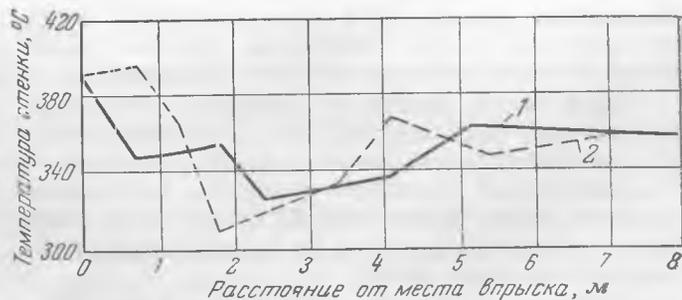


Рис. 7. Распределение температур стенки теплообменной трубы горизонтального пароохладителя котла А при  $D = 180 \text{ т/час}$ .

1 — верхняя образующая; 2 — нижняя образующая.

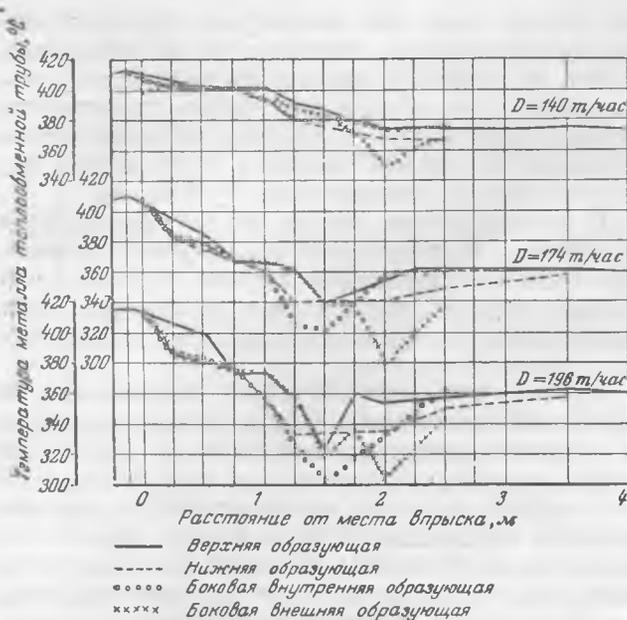


Рис. 8. Распределение температур стенки теплообменной трубы горизонтального парохладителя при различных нагрузках.

ратур пара по сторонам за регулятором перегрева до  $5^{\circ}\text{C}$ .

На рис. 7 представлены результаты измерений температуры поверхности теплообменных труб. Из графиков видно, что при нагрузке  $\sim 180 \text{ т/час}$  температура стенки начинает падать от точки впрыска, достигает минимума, составляющего  $300^{\circ}\text{C}$  на внешней образующей в месте поворота теплообменных труб, и затем выравнивается, принимая установившееся значение на расстоянии 4—5 м от форсунки. Отсюда следует, что активную длину теплообменных труб, т. е. длину, на которой заканчивается процесс охлаждения пара, можно принять равной  $\sim 5 \text{ м}$ . Максимально достигнутое в данном испытании удельное тепловосприятие на активной длине при нагрузке котла  $\sim 200 \text{ т/час}$  составляет  $Q/v_{акт} = 14 \cdot 10^6 \text{ ккал/м}^3\text{час}$ .

О влиянии паропроизводительности котла на тепловую работу регулятора перегрева можно судить по рис. 8. Из сравнения графиков видно, что при увеличении нагрузки происходит более резкое снижение температуры стенки. При нагрузках котла около  $140 \text{ т/час}$  изменение температуры пара в парохладителе составляло менее  $20^{\circ}\text{C}$ . В этом случае конечная температура пара устанавливается на длине около 2,5—3,0 м, кривая падения температуры пара оказывается весьма пологой, а неравномерность температурных полей по всем сечениям трубы — небольшой.

Было также проверено влияние количества работающих форсунок впрыска. Установлено, что при одинаковом изменении температуры пара в парохладителе различные сочетания включения форсунок мало влияют как на длину охлаждающего участка трубы, так и на распределение температур по длине трубы.

Изменение количества отверстий в форсунках, судя по сравнению распределений температур в теплообменных трубах двух котлов, на одном из которых половина отверстий в форсунках была

заварена, также мало сказывается на температурном поле труб. Сравнительно малое влияние различных скоростей впрыска воды в значительной степени связано с конструкцией теплообменных труб, в которых имеющиеся повороты задерживают влагу, дошедшую до них.

Температурные условия работы металла теплообменных труб парохладающих устройств довольно сложны, так как внутри труб одновременно поступают перегретый пар с температурой до  $450^{\circ}\text{C}$  и питательная вода с температурой до  $110^{\circ}\text{C}$ . Такая большая разница температур смешивающихся компонентов при нестационарности процесса может стать причиной чрезмерных термических напряжений в металле вследствие местных колебаний температуры.

Проведенные опыты показали, что характер распределения температур как по длине, так и по периметру трубы не является установившимся даже при постоянной нагрузке котла. Изменения показали, что в отдельных сечениях теплообменных труб разность внешних температур по периметру достигает  $70^{\circ}\text{C}$  и является переменной во времени. Наиболее низкая зона температур расположена за пределами защитной рубашки. Таким образом, при принятой конструкции установка рубашек не достигает цели.

### Результаты испытания вертикального парохладителя

Основные параметры, характеризующие работу парохладителя, были измерены в ряде опытов, проведенных при наладке и испытании пароперегревателя при различных эксплуатационных режимах котельного агрегата.

При проведении опытов нагрузка котлоагрегата изменялась в пределах от 31 до  $70 \text{ т/час}$  и температура питательной воды — от  $105$  до  $131^{\circ}\text{C}$ .

В связи с повышенным тепловосприятием пароперегревателя температура пара на входе в парохладитель была весьма высока и, как правило, близка к номинальной температуре пара за агрегатом. По этой причине парохладитель работал с большой нагрузкой и интенсивной отдачей тепла от пара к воде. Тепловая нагрузка парохладителя колебалась в пределах  $1,7 \cdot 10^6 \div 5,6 \cdot 10^6 \text{ ккал/час}$ .

Обычно в парохладителе испарялось 2,75—9,75  $\text{т/час}$ , или 9—14% воды, подаваемой в котельный агрегат. Температура пара перед впрыском составляла  $467\text{—}520^{\circ}\text{C}$ , после парохладителя  $362\text{—}413^{\circ}\text{C}$ .

Большая величина впрыска при наличии радиационно-конвективного перегревателя не может считаться нормальной и объясняется в данном случае чрезмерным тепловосприятием пароперегревателя.

Пар выходил из парохладителя перегретым, и в змеевике второй ступени конвективной части перегревателя всегда поступала однофазная среда, что создавало достаточно благоприятные условия для равномерного распределения пара по змеевикам. Температура пара на выходе из агрегата не превышала  $490^{\circ}\text{C}$ .

Колебания температуры пара на выходе из агрегата вызывались главным образом неустой-

насосов температура пара на выходе из агрегата составляла 470—490° С, при неустойчивой 445—490° С.

Как видно из графиков температур, измеренных в 28 точках, на наружной поверхности теплообменной трубы пароохладителя (рис. 9 и 10) температура этой поверхности резко снижается непосредственно за местом ввода воды в атмосферу перегретого пара. На протяжении 0,5 м температура падает примерно на 200° С. При этом зафиксировано не одинаковое изменение температуры стенки по периметру и длине трубы<sup>2</sup>.

До конца подъемного участка теплообменной трубы температуры наружной стенки остаются примерно на том же уровне. Далее, в середине поворотного (горизонтального) участка наблюдается повышение температуры стенки на внешней образующей, а на выходе из поворотного к опускному участку — новое понижение температуры стенки.

В опускном участке на расстоянии 4—4,5 м от места ввода воды температуры наружной поверхности трубы, как правило, выравниваются на уровне около 400° С.

Описанное распределение температур, устойчиво повторяющееся во всех опытах, позволяет следующим образом представить процесс, происходящий в теплообменной трубе.

Вода, вытекающая из отверстия форсунки, достигая поворотного участка, ограждается от верхней образующей стенки трубы. При этом, повидимому, влага отжимается к нижней обра-

<sup>2</sup> На графике рис. 10 совмещены данные двух опытов: в сечениях, где установлены по две термопары, должно быть по четыре опытные точки, причем там, где приведено меньшее число точек, отдельные термопары не работали.

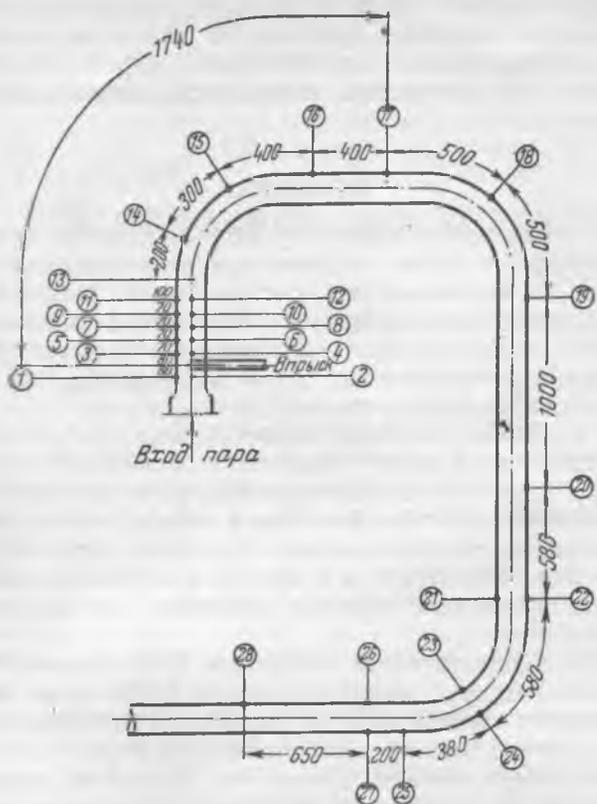


Рис. 9. Схема установки термопар на теплообменной трубе вертикального пароохладителя. Цифрами в кружках обозначены номера термопар.

чивой работой питательных насосов, так как при падении давления в питательной магистрали подача из нее воды на впрыск была чрезвычайно затруднена. При устойчивой работе питательных

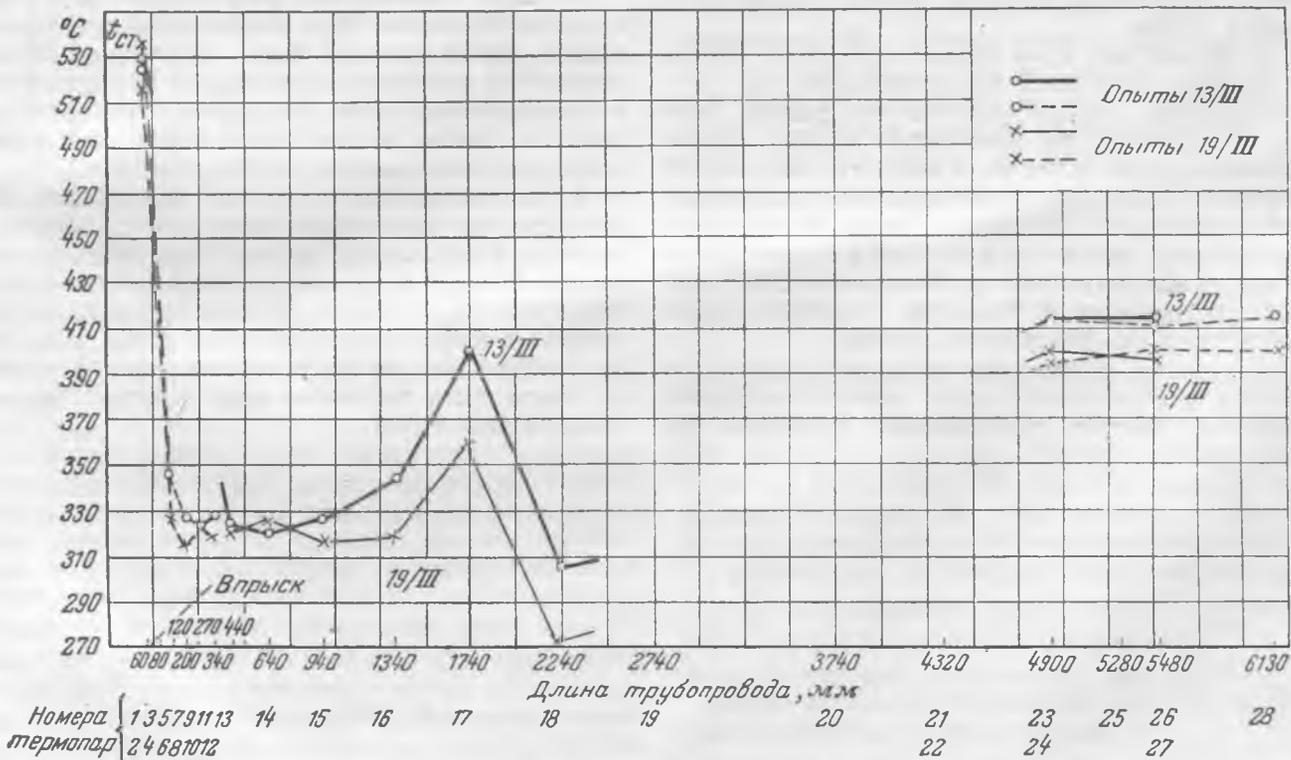


Рис. 10. Распределение температур стенки по длине теплообменной трубы вертикального пароохладителя (опыты 13 III и 19 III 1951 г.). Сплошной линией обозначены температуры, измеренные термопарами 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 22, 24, 25, 27, а пунктирной линией — термопарами 2, 4, 6, 8, 10, 12, 23, 26, 28.

зующей горизонтального участка, а верхняя образующая его омывается в основном перегретым паром. Часть воды стекает вниз по внутренней поверхности трубы первого вертикального участка, с чем может быть связано наблюдаемое резкое понижение температуры стенки на этом участке.

Влага, отжатая к нижней образующей горизонтального участка, выносится паром к месту поворота потока в опускной участок, охлаждает трубу в этом месте (точка 18 на графиках, рис. 10) и стекает по стенке вниз по опускному участку трубы, постепенно испаряясь. Испарение заканчивается, повидимому, только на уровне термопар 21—22, т. е. на расстоянии 4—4,5 м от места впрыска.

Окончательное испарение происходит в опускном участке и заканчивается в его нижнем конце на расстоянии 4—4,5 м от места ввода воды.

Удельная тепловая нагрузка объема пароохладителя до завершения испарения воды в опытах изменялась от 14,5 до  $49 \cdot 10^6$  ккал/м<sup>3</sup>час.

Описанное выше распределение температур наружной поверхности теплообменной трубы и предполагаемый характер протекания процесса испарения воды в ней повторяются при различных и сильно отличающихся тепловых нагрузках теплообменной трубы и при переменных параметрах пара и воды. Длина пути, на котором завершается испарение воды, оказалась достаточно стабильной, несмотря на значительную разницу в удельных тепловых нагрузках объема пароохладителя.

Как указывалось, длина защитной рубашки составляет 0,5 м, а дальше труба с внутренней стороны ничем не защищена. Между тем на незащищенном участке происходит (особенно в области поворотного участка) резкое охлаждение стенки трубы.

Если бы при этом температура этой стенки оставалась постоянной во времени, то при соответствующем выборе материалов можно было бы не опасаться за длительную службу трубы пароохладителя. Имея же в виду, что вода может сноситься к опускному участку различным образом в зависимости от скорости пара, можно предполагать, что поворотный участок и прилегающая к нему часть опускной трубы находятся в условиях переменных температур, воздействующих на внутреннюю поверхность трубы.

Наружная стенка вертикального подъемного участка теплообменной трубы резко охлаждается даже на участке, защищенном рубашкой, что

свидетельствует о недостаточной эффективности защиты. Защитная рубашка не только коротка, но и не отделена достаточным зазором (всего 2 мм) от внутренней поверхности защищаемой трубы.

## Выводы

1. Впрыскивающие регуляторы перегрева пара с теплообменными трубами как горизонтального, так и вертикального расположения работают в эксплуатации надежно, обеспечивая возможность поддержания номинальной температуры пара с отклонениями  $\pm 10^\circ\text{C}$  и даже  $\pm 5^\circ\text{C}$  в широком диапазоне нагрузок.

2. Длина участков теплообменных труб, в которых завершается процесс охлаждения пара, составляет  $\sim 5$  м. Максимальное тепловое напряжение объема этих участков в опытах с горизонтальными теплообменными трубами составляло 14 млн. ккал/м<sup>3</sup>час, а в опытах с вертикальными теплообменными трубами доходило до 50 млн. ккал/м<sup>3</sup>час.

3. Существующие защитные рубашки теплообменных труб недостаточны по длине и не защищают металл труб от колебаний температур.

Необходимо предусматривать прямые участки труб после впрыска длиной не менее 4 м, защитив их на всю длину рубашкой с зазором 6—8 мм. Эти участки целесообразно располагать горизонтально.

4. При подаче охлаждающей воды от регулируемой питательной магистрали наблюдаются заметные колебания температуры перегретого пара. В связи с этим целесообразно к регулятору охлаждающую воду подавать от линии с постоянным (нерегулируемым) расходом воды.

5. При выполнении регуляторов перегрева с двумя потоками пара необходимо предусматривать перемешивание пара из обеих сторон регулятора перегрева. Организация впрыска воды в большое количество параллельно работающих труб без последующего тщательного перемешивания паровых потоков нерациональна.

6. Произведенные испытания подтвердили надежность регулирования перегрева с помощью впрыска воды между двумя ступенями регулятора. Имея в виду отмеченные в начале статьи преимущества данного способа регулирования, следует считать целесообразным более широкое его применение для тех установок, где для впрыска может быть применена вода с весьма низким содержанием солей.

□ □ □



## 0 коэффициенте размолоспособности

Относительный коэффициент сопротивляемости  $i$ -го угля размолу есть отношение значений твердости данного ( $i$ -го) и эталонного ( $0$ -го) топлива, определяемых при одинаковых условиях размола:

$$K_{сопр\ i} = \frac{H_{Fi}}{H_{F0}} \quad (4)$$

В качестве эталонного топлива, для которого согласно уравнению (4)  $K_{сопр\ 0} = 1$ , принимается антрацитовый штыб (АШ), обладающий из всех углей относительно большей сопротивляемостью размолу.

В практике пылеприготовления удобнее применять величину, обратную относительному коэффициенту сопротивляемости размолу, — относительный коэффициент размолоспособности угля, который в дальнейшем будем обозначать буквой  $K$ .

Таким образом, с учетом (1)

$$K_i = \frac{1}{K_{сопр\ i}} = \frac{H_{F0}}{H_{Fi}} = \frac{\left(\frac{\partial_{пол}}{F}\right)_0}{\left(\frac{\partial_{пол}}{F}\right)_i} \quad (5)$$

или с учетом поправки Сыскова

$$K_i = \frac{H_{F0}^{макс}}{H_{Fi}^{макс}} = \frac{\left(\frac{\partial_{пол}}{F - F^{мп}}\right)_0}{\left(\frac{\partial_{пол}}{F - F^{мп}}\right)_i} \quad (6)$$

Значение относительного коэффициента размолоспособности заключается в том, что он показывает, во сколько раз меньше расходуется энергии на обнажение  $1\text{ м}^2$  новой поверхности данного топлива по сравнению с антрацитом. Численно коэффициент размолоспособности обычно больше единицы.

## Определение коэффициента размолоспособности по ЦКТИ и ВТИ

В основе всех методов определения коэффициента размолоспособности топлива лежат уравнения (5) и (6), исходящие из общего закона дробления материалов<sup>4</sup>.

В методике ЦКТИ применяется многократно повторяемый размол с удалением каждый раз готовых фракций пыли. Однако исключения влияния имеющихся в угле трещин в методике ЦКТИ не доведено до конца, так как после каждого из восьми размолов добавляется 10% свежего угля, т. е. за весь опыт — 80% от всей пробы топлива.

Для практического определения коэффициента размолоспособности ЦКТИ принимает пропорциональность затраты энергии — времени размола — и делает допущение, что при размолу в лабораторной барабанно-шаровой мельнице ЦКТИ пыль различных топлив, проходящая через сито 88  $\mu\text{м}$ , имеет одинаковую дисперсность, и, следовательно, равны обнажаемые поверхности пыли при одинаковых  $R_{88}$ . Однако по данным ЦКТИ максималь-

ные отклонения в поверхности пыли для разных углей (антрацита и подмосковного угля) достигают 24% (для отдельных размолов 41%), а для одного и того же угля 19% (для отдельных размолов 30%).

Таким образом, допущение ЦКТИ об одинаковой дисперсности и равенстве поверхностей пыли не подтверждается.

Расчетное уравнение для определения коэффициента размолоспособности по ЦКТИ имеет вид:

$$K_{\text{ЦКТИ}} = \frac{\left(\frac{d\tau}{dD_{88}}\right)_0}{\left(\frac{d\tau}{dD_{88}}\right)_i} = \frac{\left(\frac{\Delta D_{88}}{d\tau}\right)_i}{\left(\frac{\Delta D_{88}}{d\tau}\right)_0} \quad (7)$$

В качестве характеристики размолоспособности ЦКТИ принимает отношение затраты энергии фактически не к единице обнаженной поверхности, а к единице веса прохода  $D_{88}$ , что является отходом от основного закона дробления вследствие принятия равных поверхностей для прохода  $D_{88}$ .

Методика ВТИ построена также на основном уравнении (5). Как и в методике ЦКТИ, здесь принимаются пропорциональность затраты энергии — времени размола — и допущение о равенстве поверхностей пыли при равных  $R_{88}$ . Размол каждого из испытуемых топлив производится до одинакового остатка  $R_{88} = 70\%$ , в связи с чем коэффициент размолоспособности по ВТИ выражается так:

$$K_{\text{ВТИ}} = \frac{\tau_0}{\tau_i} \quad (8)$$

где  $\tau_0$  равно 15 мин.;

$\tau_i$  — время, в течение которого при размолу испытуемого топлива получается тот же остаток<sup>5</sup>, мин.

Так же как и в методе ЦКТИ, размольные свойства топлива характеризуются затратой электроэнергии не на  $1\text{ м}^2$  обнаженной поверхности, а на единицу веса прохода  $D_{88}$ .

Сравнение формул (7) и (8) позволяет прийти к выводу, что числовые значения коэффициентов размолоспособности, подсчитанные по методике ЦКТИ или по методике ВТИ, теоретически должны совпадать. Из этого следует, что наблюдаемые на самом деле расхождения объясняются отходом от основного закона дробления и разными условиями лабораторного размола.

Анализ формулы (8) показывает, что определение коэффициента размолоспособности по методике ВТИ не может считаться физически вполне обоснованным в силу принятого допущения об одинаковой дисперсности. Вычисление величины  $K_{\text{ВТИ}}$  производится не по формуле (8), а по производной из нее формуле

$$K_{\text{ВТИ}} = 2 \ln \left(\frac{100}{R_{88}}\right)^{\frac{1}{p}} \quad (9)$$

где  $p \approx 1,5$  (принятие этого коэффициента постоянным для всех топлив и стадий размола является лишь весьма приближенным).

Источником погрешностей в методике лабораторного определения  $K$  по ВТИ является недо-

<sup>4</sup> В. П. Ромадин, Пылеприготовление, Госэнергоиздат, 1953.

<sup>5</sup> Фактически берется одинаковое время и пересчитываются значения  $R_{88}$ .

статочная суммарная длительность размола пробы топлива в лабораторной мельнице (15 мин.), так как при этом не исключается влияние непостоянства твердости  $H_F$  топлива в начальной стадии размола. Другим недостатком является переизмельчение пыли в связи с непрерывной 15-мин. работой мельницы при одноразовом размоле исходного топлива.

В методике ВТИ лабораторный коэффициент размолосопособности близок к промышленному, что является достоинством этого метода, в то время как в методике ЦКТИ наблюдается значительное расхождение между ними.

### Определение коэффициента размолосопособности топлива по МЭИ

Наиболее физически обоснованным представляется, как уже предлагалось ранее, определение коэффициента размолосопособности топлива  $K$  по соотношению затраты электроэнергии на обнажаемую поверхность, т. е. непосредственно по уравнению (6).

Между удельным полезным расходом электроэнергии на размол  $\mathcal{E}_{пол}$  и временем размола  $\tau$  существует прямая пропорциональная зависимость, что может быть выражено уравнением, имеющим после ряда преобразований следующий вид:

$$K^{МЭИ} = \frac{G_i}{G_0} \cdot \frac{(\frac{\Delta\tau}{\Delta F})_{0, макс}}{(\frac{\Delta\tau}{\Delta F})_i} = \frac{(\frac{\Delta\tau}{G \cdot \Delta F})_{0, макс}}{(\frac{\Delta\tau}{G \cdot \Delta F})_i} \quad (10)$$

где  $G$  — вес загружаемой пробы топлива, кг.

Анализ уравнения (10) показывает, что коэффициент размолосопособности по МЭИ есть „поверхностный“ коэффициент размолосопособности, в то время как  $K^{ЦКТИ}$  и  $K^{ВТИ}$  могут быть названы „весовыми“.

Практически определение в лабораторных условиях коэффициента размолосопособности по методу МЭИ производится следующим образом. Берется проба измельченного угля, фракции 840 — 88 мкн в количестве 600 см<sup>3</sup>. Для того чтобы отбираемая проба была максимально представительной, отношение граничных размеров фракций должно быть наибольшим, чему удовлетворяют выбранные размеры. Установка МЭИ представляет собой стандартную лабораторную фарфоровую шаровую мельницу диаметром 215 мм, длиной 175 мм, заполненную 215 фарфоровыми шарами диаметром по 25 мм. Скорость вращения мельницы — 29 об/мин. В мельницу загружается 300 см<sup>3</sup> угля; первый размол производится в течение времени  $\Delta\tau_1$ , равного в зависимости от твердости угля 15 мин. и меньше. После размола проба угля просеивается в два приема на двух ситах — 200 и 88 мкн и фракции взвешиваются. Проход  $D_{88}$  отбрасывается, а остающиеся фракции поступают для дальнейшего размола. После этого в холостую мельницу вновь загружается 300 см<sup>3</sup> угля и точно таким же образом производится „добавочный“ размол с отсеиванием прохода  $D_{88}$ . Оста-

ющийся после этого уголь служит для добавления к размальваемой пробе в количестве, равном по весу отбрасываемому проходу  $D_{88}$ . Благодаря этому в методике МЭИ практически полностью исключается влияние имеющихся в исходном угле трещин на конечные результаты опыта.

После прибавления „добавочного“ угля производится II размол в течение времени  $\Delta\tau_{II}$ , необходимого для получения в пробе ~ 15% количества прохода  $D_{88}$ . Расчет необходимого времени производится по формуле для  $m$ -го размола

$$\Delta\tau_m = \frac{0,15G}{g_{m-1}} \text{ мин.}, \quad (11)$$

где  $g_{m-1} = \frac{(D_{88})_{m-1}}{\Delta\tau_{m-1}}$  г/мин.

Аналогично производится III, IV, V и VI размола. I, II и III размола в расчет не принимаются вследствие неуставившегося режима; IV, V и VI размола служат для определения коэффициента размолосопособности.

Величина обнаженной поверхности за один размол определяется по формуле

$$\Delta F = \Delta F_{1000} \cdot \frac{1000}{\gamma_n^k} = (F''_{1000} - F'_{1000}) \cdot \frac{1000}{\gamma_n^k} \text{ м}^2/\text{кг}, \quad (12)$$

где  $\gamma_n^k$  — кажущийся удельный вес угольной пыли, кг/м<sup>3</sup>;

$F'_{1000}$  и  $F''_{1000}$  — соответственно удельная поверхность пробы топлива до и после размола, м<sup>2</sup>/кг.

Значение  $F'_{1000}$  определяется как сумма поверхностей отдельных фракций (840 — 200 и 200 — 88 мкн) по формуле, которая для принимаемых в расчет размолы после преобразований принимает вид:

для IV размола

$$F'_{1000 IV} = 41,6 - 0,255(R_{200})_{III} - 0,045 \cdot R_{200}^{доб} \text{ м}^2/\text{кг};$$

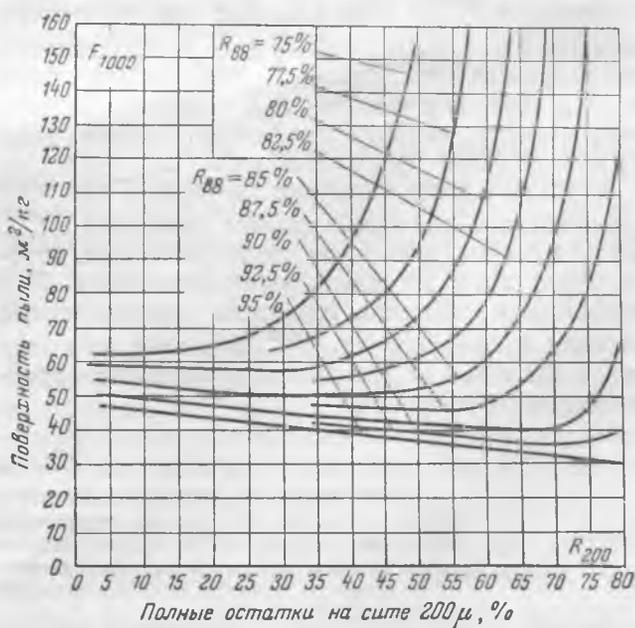


Рис. 2. Удельная поверхность грубой пыли в зависимости от тонкости помола  $F'_{1000} = f(R_{88}, R_{200})$ .

Наименование	Добавочный	Размол					
		I	II	III	IV	V	VI
Вес пробы топлива $G, г$ . . . . .	253	220	220	220	220	220	220
Длительность размола $\Delta\tau, мин.$ . . . . .	8	8	6,5	10	15	11	10,5
Остаток на сите 200 мкн $R_{200}, г$ . . . . .	131,7	101	89,5	45,2	17,7	13,4	12,7
Остаток на сите 83 мкн $R_{83}, г$ . . . . .	52	46	40,7	20,5	8,1	6,1	5,8
Фракция 200—88 мкн $\Phi_{200-88}, г$ . . . . .	—	75,5	108,5	142,5	153	172,5	175,4
Остаток на сите 83 мкн $R_{83}, г$ . . . . .	—	176,5	198,1	187,7	174,7	185,9	188,1
Остаток на сите 83 мкн $R_{83}, г$ . . . . .	—	80,4	90	85,4	79,5	84,5	85,5
Проход через сито 88 мкн $D_{88}, г$ . . . . .	—	43,5	21,9	32,4	46,3	34,1	31,9
Проход в минуту $g = \frac{D_{88}}{\Delta\tau}, г/мин$ . . . . .	—	5,43	3,36	3,24	3,02	3,10	3,04
Время следующего размола $\Delta\tau = \frac{0,15 G}{g}$ , мин . . . . .	—	6,6	9,8	14,6	10,9	10,7	10,9
Вспомогательная величина $0,255 (R_{200})_{m-1}$ . . . . .	—	19,4	11,7	10,4	5,2	2,1	1,6
Удельная поверхность пыли до размола $F'_{1000 m}, м^2/кг$ . . . . .	—	19,9	27,6	28,9	34,1	37,2	37,7
То же после размола $F'_{1000 m}, м^2/кг$ . . . . .	—	67	43,8	51	58,7	54,1	53,6
Приращение поверхности $\Delta F'_{1000} = F'_{1000 m} - F'_{1000 m}$ , $м^2/кг$ . . . . .	—	47,1	16,2	22,1	24,6	16,9	15,9
То же с учетом удельного веса пыли $\Delta F = \Delta F'_{1000} \cdot \frac{1000}{\gamma_n}$ , $м^2/кг$ . . . . .	—	34,9	12	16,4	18,2	12,5	11,8
Удельная затрата энергии на обнажаемую поверхность $\frac{\Delta\tau}{\Delta F}$ , мин кг/м <sup>2</sup> . . . . .	—	0,23	0,54	0,61	0,83	0,88	0,89
То же для последних циклов $\left(\frac{\Delta\tau}{\Delta F}\right)_{макс}$ , мин кг/м <sup>2</sup> . . . . .	—	—	—	—	—	0,87	—
Удельная затрата энергии (времени размола) на обнажение 1 м <sup>2</sup> поверхности пыли $\left(\frac{\Delta\tau}{G \cdot \Delta F}\right)_{макс}$ , мин/м <sup>2</sup> . . . . .	—	—	—	—	—	3,96	—
Коэффициент размолоспособности по МЭИ $K^{МЭИ}$ . . . . .	—	—	—	—	—	1,97	—

для V размола

$$F'_{1000 V} = 41,6 - 0,255 (R_{200})_{IV} - 0,045 \cdot R_{200}^{доб} \text{ м}^2/\text{кг}; \quad (13)$$

для VI размола

$$F'_{1000 VI} = 41,6 - 0,255 (R_{200})_V - 0,045 R_{200}^{доб} \text{ м}^2/\text{кг}.$$

Значение  $F'_{1000}$  определяется по значениям остатков  $R_{200}$  и  $R_{88}$  по графику рис. 2 представляющему зависимость удельной поверхности пыли от  $R_{200}$  для постоянного  $R_{88}$ . Пример расчета коэффициента размолоспособности тощего угля по методу МЭИ приведен в табл. 1.

В табл. 2 даны числовые значения  $K$  для трех сравниваемых методов, причем значения  $K^{МЭИ}$  следует рассматривать как предварительные, определенные пока по единичным испытаниям. При определении производительности промышленных мельниц в коэффициент  $K^{МЭИ}$  вводится обычным путем поправка на влажность и крупность дробления рабочего топлива.

ОТ РЕДАКЦИИ

Затронутые в статье положения могут оказаться полезными при разработке единой методики определения размолоспособности топлив СССР, необходимость чего давно уже назрела. МЭИ должен результатами широких экспериментальных работ по лабораторному и промышленному размолу различных топлив подтвердить практическую целесообразность и обоснованность предлагаемого метода взамен принятых методов ЦКТИ и ВТИ.



Таблица 2

Уголь	Коэффициент размолоспособности		
	$K^{МЭИ}$	$K^{ВТИ}$	$K^{ЦКТИ}$
Антрацитовый штыб . . . . .	1	1	1
Тощий . . . . .	1,97	1,90	2,5
Подмосковный . . . . .	2,23	1,73	3,5

Определение  $K$  по данным промышленных испытаний мельниц с помощью обнаженной поверхности дает возможность в эксплуатации оценивать размольную производительность мельниц и анализировать экономичность мельничной системы на различных углях и при разной тонкости помола. При анализе по методу МЭИ нет необходимости в сведении показателей работы мельниц к равным значениям  $R_{88}$ , а достаточно найти обнаженную поверхность пыли, которая легко определяется по номограмме МЭИ (подобной приведенной на рис. 2) по двум значениям остатков  $R_{88}$  и  $R_{200}$ .

# О температуре питательной воды<sup>1</sup>

Инж. С. А. Шохат

Таблица 1

По ГОСТ на паровые котлы высокого давления 100 ат и 510°С (№ 3619-47) температура питательной воды принята равной 215°С. Однако, как показывают расчеты, эта температура находится в зависимости от типа турбин и режима их работы. В свою очередь экономичность и тепловая нагрузка котлоагрегата зависят от температуры питательной воды на входе в водяной экономайзер.

Поэтому вопрос о целесообразной температуре питательной воды должен решаться, исходя из учета условий работы не только турбинной установки, но и котлоагрегата.

Расчеты для котла ТП-230 на подмосковном угле при паропроизводительности 230 т/час, но при переменной температуре питательной воды на входе в котлоагрегат (100, 150 и 215°С) дали следующие результаты:

	100° С	150° С	215° С
Температура уходящих газов, °С	153	170	180
Коэффициент полезного действия котлоагрегата брутто, % . . .	88,55	87,32	86,64
Относительный съем тепла в парохладителе, % . . . . .	186	122	60
Нагрузка котлоагрегата по теплу, % . . . . .	121	112	100

При питании котла водой с температурой ниже 215°С к.п.д. котла брутто может несколько увеличиться вследствие более интенсивной работы хвостовых поверхностей котлоагрегата, обусловливаемой увеличенной разностью температур воды и газа. Однако при этом растет нагрузка котлоагрегата по теплу и съем тепла в парохладителе.

Из приведенных данных необходимо сделать вывод, что сохранение номинальной весовой паропроизводительности котла при питании его водой с температурой 100°С исключается.

При температуре питательной воды 150°С тепловая мощность котлоагрегата возрастает всего лишь на 12%, относительный съем тепла в парохладителе увеличивается против расчетного на 22% и при некотором изменении поверхности нагрева перегревателя легко может быть доведен до номинала.

Из сказанного следует, что при снижении температуры питательной воды до 150°С нет существенных препятствий к получению на котле ТП-230 номинальной паропроизводительности, равной 230 т/час.

Аналогичные данные по котлу 67-СП при его работе на подмосковном угле и питании водой с различной температурой приводятся в табл. 1.

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

Показатели	Расчетные номинальные параметры	Эксплуатационные данные	Данные пересчета котлоагрегата
Температура питательной воды, °С . . . . .	215	100	150 190
Паропроизводительность котла, т/час . . . . .	230	192	230 230
Тепловая нагрузка котла, мккал/час . . . . .	136	137	152 142
То же, % . . . . .	100	100	112 104
Коэффициент полезного действия котлоагрегата брутто, % . . . . .	88,46	91,0	— —

Табл. 1 показывает, что работа котла при температуре питательной воды на входе, равной 100°С, сопровождается повышением его к.п.д. против номинала и по данным эксплуатации протекала вполне устойчиво.

Наконец, следует упомянуть о данных эксплуатации по котлу ПК-10, работающему на углях, близких по своему составу к тощим. Паропроизводительность этого котла 230 т/час при его работе с питательной водой, имеющей температуру порядка 150°С, полностью обеспечивается. Номинальная температура перегретого пара поддерживается при этом с помощью регулятора перепрева, а также применением поворотных пылеугольных горелок. Можно ожидать, что при работе котла типа ПК-10 с шахтными мельницами и питании водой с температурой 150°С номинальная паропроизводительность его также будет обеспечена.

Таким образом, приведенные данные позволяют утверждать, что для котлоагрегатов с камерными топками при питании их водой с температурой порядка 150°С может быть сохранена номинальная паропроизводительность. Поэтому имеющееся в ГОСТ 3619-47 указание о допустимости снижения температуры питательной воды до 150°С для котлов на рабочее давление 100 ат при слоевом сжигании топлива должно быть распространено на все котлы высокого давления независимо от способа сжигания топлива и с обязательным условием сохранения при этом номинальной паропроизводительности.

## Конденсационные турбины

При разработке ГОСТ температура питательной воды в 215°С была выбрана на основе анализа работы конденсационных турбин, по результатам которого и была установлена температу-

ра питательной воды для всех прочих типов турбин.

Однако наиболее выгодная температура питательной воды по электростанции в целом даже при установке конденсационных турбин по расчету получается иной. Расчет проведем применительно к турбине типа ВК-100, напомним при этом, что по заводским данным конечная температура питательной воды у конденсационных турбин высокого давления ВК-100 и ВК-50 равна 212° С, а у турбины ВК-25 — 223° С.

Для характеристики совместной работы котла и турбины можно воспользоваться следующим выражением:

$$\eta_{ка}^{рег} = \eta_{ка} (1 + \varphi),$$

где  $\eta_{ка}^{рег}$  — условный к. п. д. брутто котлоагрегата с учетом регенеративного подогрева питательной воды в машинном зале;

$\eta_{ка}$  — к. п. д. котлоагрегата брутто;

$\varphi$  — выгода от регенерации.

Очевидно,  $\eta$  и  $\varphi$  зависят от температуры питательной воды (158, 191 и 212° С), что видно из следующих данных:

	158° С	191° С	212° С
Коэффициент полезного действия котлоагрегата $\eta_{ка}$ , % . . . . .	87,32	87,00	86,64
Выгода от регенерации $\varphi$ , % . . . . .	7,78	9,78	10,30
Условный к. п. д. с учетом регенерации $\eta_{ка}^{рег}$ , % . . . . .	94,00	95,50	95,60
Расход топлива $B$ , % . . . . .	100%	98,4	98,3

При этом значения  $\eta_{ка}$ , отвечающие номинальной паропроизводительности котла, приняты по приведенным выше данным расчета котла ТП-230 без пересчета на уменьшенное весовое количество пара, выдаваемое котлом в соответствии с измененным расходом пара турбиной. С учетом сказанного значения  $\eta_{ка}$  будет несколько выше принятых.

Указанная температура питательной воды соответствует работе конденсационной электростанции по схеме с деаэраторами повышенного давления и без двух подогревателей высокого давления (158° С), с одним подогревателем высокого давления (191° С) и с обоими подогревателями высокого давления (212° С).

Как следует из приведенных данных, наиболее выгодная температура питательной воды в установке с мощными конденсационными турбинами составляет около 190° С, так как дальнейший рост температуры до 215° С даст практически мало ощутимое снижение расхода топлива (все-го на 0,1 %).

Все сказанное выше относилось к новым конденсационным электростанциям. В случае расширения электростанции среднего давления с установкой конденсационных турбин высокого давления обеспечить температуру питательной воды в 215° на входе в котлоагрегат не всегда представляется возможным. Дело в том, что на расширяемых электростанциях при установке оборудования высокого давления один из вновь устанавливаемых котлов обычно является общим резервным по всей электростанции. В этом случае при работе всех котлов высокого давления и

передаче части пара от последних к турбинам среднего давления турбины высокого давления и их подогреватели не могут обеспечить подогрева всей питательной воды, расход которой значительно выше расхода пара на данные турбины.

В первых проектах электростанций, расширяемых на высоком давлении, для обеспечения температуры питательной воды 215° С при работе всех котлов высокого давления параллельно основным подогревателям высокого давления, устанавливаемым с турбиной, устанавливались дополнительные подогреватели высокого давления. Питание паром этих дополнительных подогревателей высокого давления осуществлялось от котлов среднего давления.

Сложность и нерентабельность такого решения тепловой схемы электростанции привели к тому, что в последующих проектах расширения электростанций от установки дополнительных подогревателей высокого давления пришлось отказаться, а для увеличенного расхода питательной воды при работе всех котлов высокого давления применяют обводной трубопровод питательной воды, через который пропускается часть воды с температурой 100° С.

На одной из конденсационных электростанций, на которой в расширяемой части установлено пять прямоточных котлов высокого давления и две турбины типа ВК-100, один из котлов питается водой с температурой 158° С, поступающей из деаэратора повышенного давления.

Таким образом, из рассмотрения опыта проектирования расширяемых конденсационных электростанций можно сделать вывод, что в этих случаях температуру питательной воды приходится ограничивать пределами 160 — 190° С.

### Теплофикационные турбины с одним или двумя регулируемыи отборами пара

Фактическая температура питательной воды, которая получается при номинальной мощности за последним (по ходу воды) подогревателем высокого давления у турбин ВТ-25 и ВПТ-25, на основе заводских расчетов характеризуется при разных режимах следующими данными:

	ВТ-25	ВПТ-25
Конденсационный режим . . . . .	197° С	187° С
Максимальный отбор пара при давлении 1,2 <i>ата</i> . . . . .	211° С	199° С
Максимальный отбор пара при давлении 10 <i>ата</i> . . . . .	—	211° С
Номинальные отборы пара . . . . .	—	201° С

Из этих данных следует, что принятая по ГОСТ температура питательной воды в 215° С не может быть обеспечена ни при одном режиме работы теплофикационных турбин. Однако они не характеризуют работу электростанции в целом. При установке турбин типа ВТ-25 обычно расходуется большое количество редуцированного пара на пиковый подогреватель сетевой воды. В этом случае суммарный расход питательной воды в установке значительно (особенно при минимальной расчетной температуре наружного воздуха) больше расхода пара через турбину при максимальном регулируемом отборе пара от той же турбины. Это приводит к тому, что в действи-

тельности температура питательной воды может значительно снижаться против указанного выше номинала.

Многочисленные расчеты показали, что если расход пара на пиковый подогреватель сетевой воды принять равным 100 т/час и при этом суммарный расход питательной воды по электростанции без учета потерь составляет примерно 250 т/час на одну турбину ВТ-25, то температура питательной воды в этом случае составляет около 190°С.

Для обеспечения температуры питательной воды в 215°С на одной из электростанций была запроектирована установка дополнительного подогревателя высокого давления в обвод основных подогревателей высокого давления, что явно нерационально, так как приводит к увеличению капитальных затрат и значительному усложнению стационарных трубопроводов. Реализовать температуру в 215°С при турбинах ВТ в летнее время также не представляется возможным, так как при отключенном регулируемом отборе пара температура питательной воды составляет по приведенным данным 197°С.

При установке турбин типа ВПТ-25 температура питательной воды по электростанции в целом по многочисленным расчетам также принимает значение порядка 190°С. Это определяется включением в работу пикового подогревателя сетевой воды, о чем сказано выше. Кроме того, при питании котлов смесью конденсата и химически очищенной воды взамен потерь конденсата у потребителей суммарное количество питательной воды с учетом потерь по электростанции и непрерывной продувки котлов значительно больше расхода пара турбиной. Это обстоятельство и приводит к снижению температуры питательной воды за последним по ходу воды подогревателем высокого давления.

В итоге реальные тепловые схемы для турбин ВТ-25 и ВПТ-25 могут обеспечить, как правило, подогрев питательной воды только примерно до 190°С.

### Турбины с противодавлением

При установке турбины типа ВР-25-31 в качестве предвключенной температура питательной воды в 215°С в ряде проектов обеспечивалась путем установки двух подогревателей высокого давления, из которых один питается паром давлением порядка 6 ата, а другой — паром давлением 31 ата из линии противодействия предвключенной турбины, к которой также присоединены котлы среднего давления. Очевидно, что от установки подогревателя высокого давления на давление 31 ата нет никакого выигрыша, так как вместо того, чтобы пар из турбины типа ВР направить в этот подогреватель, его можно с равной эффективностью использовать для питания турбин среднего давления<sup>2</sup>. Более того, в ряде

<sup>2</sup> Это утверждение автора может считаться справедливым только для тех случаев, когда при установке предвключенных турбин на электростанции сохраняются в работе котлоагрегаты среднего давления и когда производительность мельниц обеспечивает полную производительность котлов высокого давления при температуре питательной воды 150°С. Р е д.

случаев при надстройке электростанций может быть получен проигрыш в тепле при установке подогревателя высокого давления на давление пара 31 ата. Это будет определяться тем, что дренаж греющего пара из указанного подогревателя 31 ата обычно каскадом направляется в нижележащие подогреватели турбин среднего давления, вытесняя тем самым регенерацию этих машин. Кроме того, проигрыш тепла будет также определяться к.п.д. котлоагрегатов установки среднего давления, которые в ряде случаев ниже новых котлов высокого давления.

В этих условиях более экономичным решением будет такая тепловая схема, при которой для питания котлов высокого давления будет сохранена температура питательной воды существующей установки среднего давления, т. е. в большинстве случаев 150°С.

Сохранение при надстройке величины температуры питательной воды 150°С устраняет необходимость установки двух подогревателей высокого давления.

Аналогичные результаты могут быть получены в случае выполнения надстройки электростанции агрегатами на сверхвысокие параметры пара.

В качестве примера на рис. 1 показана принципиальная тепловая схема одной из существующих конденсационных электростанций, на которой запроектирована надстройка на сверхвысокие параметры пара. Температура питательной воды в этой установке до надстройки составляет 170°С.

На рис. 2 дана принципиальная схема надстройки электростанции с установкой дополнительного подогревателя перед котлоагрегатами сверхвысокого давления, причем подогреватель поставлен за питательным насосом сверхвысокого давления. Температура питательной воды принята равной 230°С. В связи с установкой этого подогревателя потребовалось добавить теплообменник для расхолаживания дренажа его греющего пара перед поступлением в деаэрактор и, кроме того, потребовалось закрыть верхний пере-

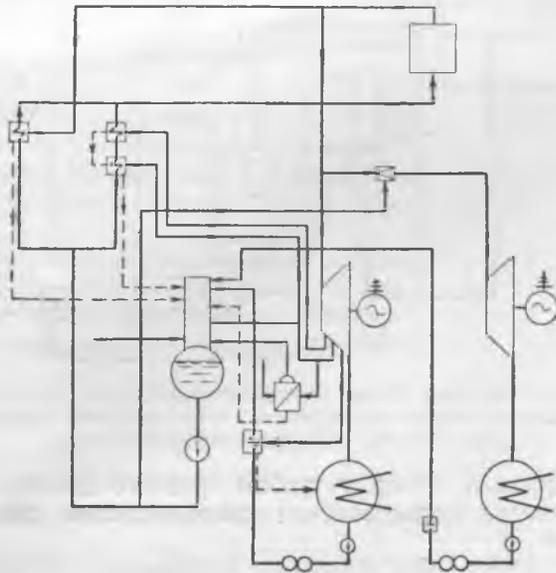


Рис. 1. Тепловая схема конденсационной электростанции среднего давления до надстройки.

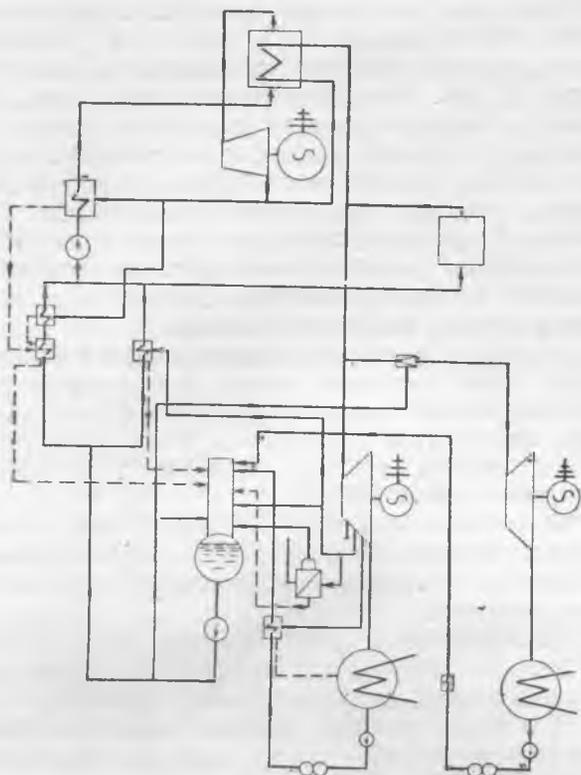


Рис. 2. Тепловая схема конденсационной электростанции среднего давления с надстройкой сверхвысокими параметрами пара и установкой поверхностного подогревателя сверхвысокого давления.

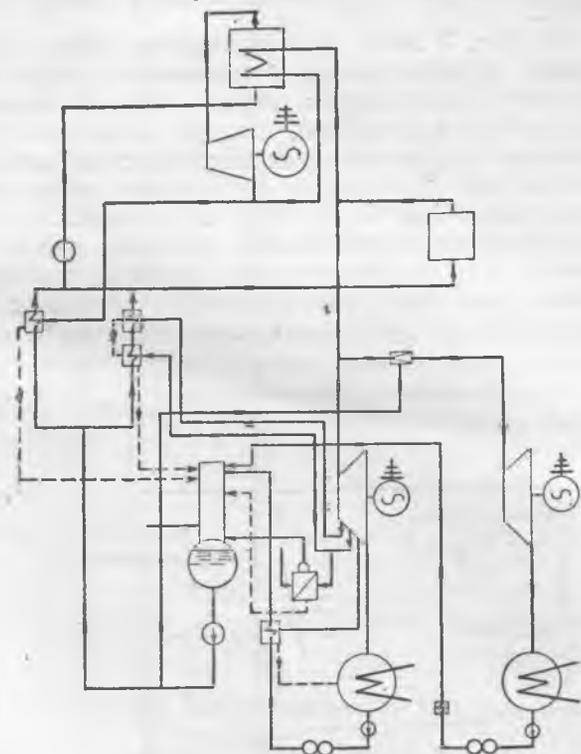


Рис. 3. Тепловая схема конденсационной электростанции среднего давления с надстройкой сверхвысокими параметрами пара без установки подогревателя.

гулируемый отбор у турбин среднего давления<sup>3</sup>. Установка подогревателя сверхвысокого давле-

<sup>3</sup> Полное закрытие верхнего регулируемого отбора в общем случае надстройки на сверхвысокие параметры пара, как правило, не является необходимым и, очевидно, принято в данной схеме по местным условиям. Р е д.

ния также потребовала дополнительного расхода электроэнергии на питательные насосы сверхвысокого давления.

На рис. 3 показана принципиальная схема надстройки той же электростанции среднего давления, но без установки подогревателя сверхвысокого давления, т. е. с сохранением температуры питательной воды, равной температуре в установке среднего давления (170°С).

Для того чтобы избежать необходимости установки специального теплообменника у подогревателя сверхвысокого давления и не отключать верхний отбор турбин среднего давления, разработана еще одна принципиальная схема (рис. 4), в которой вместо поверхностного подогревателя сверхвысокого давления установлен смешивающий подогреватель, питающийся паром из линии противодавления турбины сверхвысокого давления, что обеспечивает температуру поступающей в котлы сверхвысокого давления питательной воды 230°С.

Для выбора наиболее выгодной температуры питательной воды (170 или 230°С) были проделаны сравнительные расчеты нового котлоагрегата на сверхвысокие параметры пара. В основу расчета была положена равная экономичность, т. е. одинаковая температура уходящих газов и примерно равные скорости газов по котлоагрегату и равные скорости воздуха. Расчет дал увеличение тепловой мощности котла при переходе с температуры питательной воды 230 на 170°С и при равной в обоих случаях весовой паропроизводительности на 15%. Вес котла, приведенный к одной марке стали, несколько возрос (табл. 2).

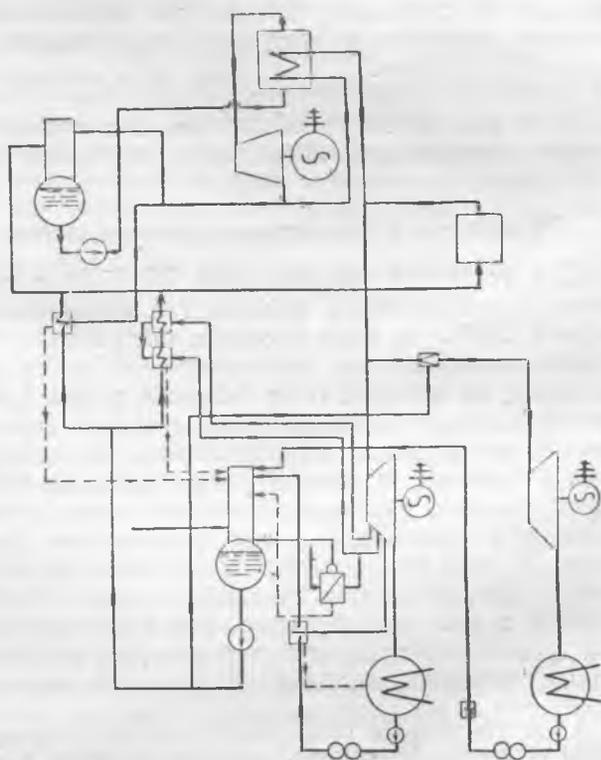


Рис. 4. Тепловая схема конденсационной электростанции среднего давления с надстройкой сверхвысокими параметрами и установкой смешивающего подогревателя сверхвысокого давления.

В машинном зале с повышением температуры питательной воды, как это следует из рассмотренных схем, появляется необходимость в установке дополнительных подогревателей и частично вытесняется регенерация турбин среднего давления. Кроме того, появляются дополнительные затраты электроэнергии на привод питательного насоса.

Т а б л и ц а 2

Показатели	Тепловые схемы			
	Рис. 1	Рис. 2	Рис. 3	Рис. 4
Температура питательной воды, °С . . . . .	170	230	170	230
Удельный расход топлива по всей электростанции с учетом расхода на привод питательных насосов, % . . .	100	86,1	84,7	86,2
Вес пароводяной части котла сверхвысоких параметров, %	—	100	102,2	100
Вес подогревателей в машинном зале, % . . . . .	—	100	0	56
Общий вес надстраиваемой части, % . . . . .	—	100	98,5	98,3

Данные в табл. 2 показывают нецелесообразность применения в данном случае температуры питательной воды выше той, которая существует в установках среднего давления.

Выдвигаемый часто довод о том, что более высокая температура питательной воды при надстройке увеличивает возможную мощность надстройки, неубедителен, так как в действительности полные надстройки электростанций пока не имеют места.

В заключение остается рассмотреть вопрос о температуре питательной воды в том случае, когда на электростанции устанавливаются турбины типа ВР-25-18, предназначенные для надстройки или для отдачи пара на производство. Как известно, этот тип турбин выполнен с одним нерегулируемым отбором пара при давлении около 24 ат. Этот отбор предназначен для пи-

тания подогревателя высокого давления с тем, чтобы обеспечить температуру питательной воды 215°С. Использование нерегулируемого отбора у турбин этого типа и установка с этой целью дополнительного подогревателя высокого давления являются нецелесообразными, так как при использовании для подогрева питательной воды пара из противодавления этой турбины может быть обеспечена температура питательной воды не ниже 190°С.

Закрытие нерегулируемого отбора у турбины ВР-25-18 не будет сопровождаться снижением тепловой экономичности, так как при этом возможно увеличить отдачу пара из противодавления турбины для использования на производстве<sup>4</sup>.

При этом возможна некоторая экономия в капитальных затратах на установку подогревателей и в расходе электроэнергии на привод питательного насоса, так как число подогревателей высокого давления (один на линии противодавления, а другой — на нерегулируемом отборе) сокращается до одного.

## Выводы

1. Температура питательной воды для котлоагрегатов высокого давления всех типов независимо от типа турбин должна быть установлена в пределах 150—190°С.

2. При температуре воды 150°С существующие котлоагрегаты высокого давления должны обеспечить номинальную паропроизводительность с сохранением номинальных параметров пара.

3. При надстройке электростанций среднего давления на сверхвысокие параметры пара температура питательной воды для котлоагрегатов сверхвысокого давления должна сохранять то значение, какое она имела в установке среднего давления до надстройки, т. е. примерно 150°С.

<sup>4</sup> Такое решение, очевидно, возможно лишь при наличии соответствующих размеров теплового потребления пара давлением 15—18 ат. Ред.

## ОТ РЕДАКЦИИ

*Необходимо отметить несколько односторонний подход автора к рассмотрению вопроса о выборе температуры питательной воды. Автор ограничивается в основном рассмотрением трудностей, связанных с разработкой тепловых схем расширяемых электростанций, и приближенными расчетами в упрощенной форме, а также допускает ряд спорных утверждений.*

*Вместе с тем редакция считает вполне своевременным поднятый инж. С. А. Шохатов вопрос о выборе температуры питательной воды для новых типов котло- и турбоагрегатов и приглашает работников котло- и турбопромышленности, проектных организаций и эксплуатации электростанций высказаться по всему комплексу вопросов.*

□ □ □



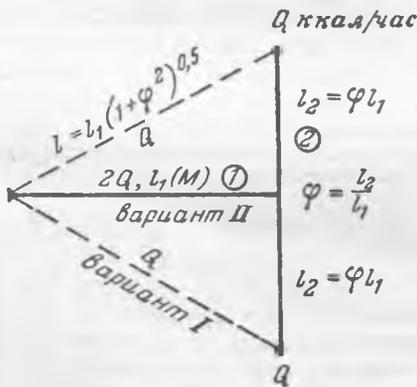
# О технико-экономических показателях проектируемых тепловых сетей

Канд. техн. наук Н. Ф. Нестерович

В статье инж. Е. П. Шубина „О технико-экономических показателях проектируемых тепловых сетей“<sup>1</sup> справедливо отмечены недостатки существующей системы технико-экономического сравнения отдельных тепловых сетей и предложена новая система, в которой материальная характеристика тепловой сети, капитальные затраты на ее сооружение, тепловые потери и расход электроэнергии на перекачку сетевой воды относятся не к расходу тепла (максимальному часовому или годовому), а к так называемому „обороту тепла“.

В целях критической оценки предлагаемой Е. П. Шубиным системы сравнения рассмотрим простейший случай — теплоснабжение (отопление) двух абонентов, удаленных от теплогенерирующего центра на равное расстояние и имеющих одинаковые тепловые нагрузки.

Предположим, что тепловая сеть может быть проложена в любом месте. Очевидно, что в этом случае тепловая сеть может быть решена по двум вариантам, представленным на рисунке



(пунктиром обозначен I вариант). Выясним экономическую целесообразность того и другого вариантов.

Материальная характеристика при схеме по I варианту будет:

$$M_I = 4de = 4k \frac{G^{0,28} l_1^{1,19} (1 + \varphi^2)^{0,595}}{h_{II}^{0,19}}, \quad (1)$$

где  $k$  — коэффициент, зависящий от степени шероховатости внутренних поверхностей труб и объемного веса воды (в среднем значение этого коэффициента может быть принято равным 0,0123);

$h_I$  — потеря напора в одном направлении сети при варианте I, м. вод. ст.

Остальные обозначения указаны на рисунке. Материальная характеристика при схеме сети по варианту II с учетом экономического распределения потери напора по длине (участки I и 2) будет:

$$M_{II} = 2,6k \frac{G^{0,28} l_1^{1,19} (1 + 1,435 \varphi)^{1,19}}{h_{II}^{0,19}}, \quad (2)$$

где  $h_{II}$  — потеря напора в одном направлении сети при варианте II, м. вод. ст.

Полагая для упрощения  $h_I = h_{II}$  и взяв отношение уравнений (1) и (2), получим:

$$\frac{M_{II}}{M_I} = 65 \frac{(1 + 1,435 \varphi)^{1,19}}{(1 + \varphi^2)^{0,595}}. \quad (3)$$

Варианты I и II, очевидно, будут экономически равноценным при равенстве

$$4al_1(1 + \varphi^2)^{0,5} + bM_I = 2al_1(1 + 2\varphi) + bM_{II}, \quad (4)$$

где  $a$  и  $b$  — коэффициенты, входящие в формулу для определения стоимости сети (коэффициент  $\beta$  принят равным единице).

В целях дальнейшего упрощения положим, что  $a = 0$ , тогда экономическая равноценность рассматриваемых вариантов будет при равенстве материальных характеристик, т. е. при равенстве уравнения (3) единице. Приравнивая уравнение (3) единице и решая его относительно  $\varphi$ , получим  $\varphi = 0,37$ . Следовательно, при  $\varphi > 0,37$  экономически выгоднее вариант I, а при  $\varphi < 0,37$  — вариант II.

Фактически же в связи с тем, что  $a \neq 0$ , экономическая равноценность вариантов будет при большем значении величины  $\varphi$ .

Выяснив этот вопрос, обратимся к коэффициентам, предлагаемым инж. Е. П. Шубиным.

Коэффициент конфигурации тепловой сети  $\chi^*$  для варианта I при всех значениях  $\varphi$  равен единице, а для варианта II всегда больше единице. Таким образом, коэффициент конфигурации сети недостаточно полно и четко характеризует экономичность выбранной трассы. Не всегда меньшее значение коэффициента конфигурации соответствует экономично выбранной трассе сети, а следовательно, он не характеризует сеть.

<sup>1</sup> „Электрические станции“, 1950, № 4.

\* В обозначениях Е. П. Шубина.

Вариант	Капиталовложения		Эксплуатационные расходы		Расход электроэнергии $\mathcal{E}_{год}$ , тыс. квтч/год	Материальная характеристика $M$ , м <sup>3</sup>	$S_{макс}$ , мккал/час	x	m	$\frac{\mathcal{E}_{год}}{S_{макс}}$ , $\frac{т.с}{макс}$	$\frac{M}{Q_p}$	$\frac{\mathcal{E}_{год}}{Q_{год}}$
	тыс. руб. год	%	тыс. руб. год	%								
А	2 665	100	447	100	698	3 910	144	1,28	0,0272	4,85	40,7	7 270
Б	2 900	109	488	109,5	787	4 330	162	1,44	0,0267	4,87	45,1	8 200
В	2 845	107	479	107	764	4 260	144	1,28	0,0296	5,31	44,1	7 950
Г	3 000	113	503	113	795	4 390	144	1,28	0,0305	5,52	45,7	8 290
Д	3 230	121	545	122	885	4 650	192	1,71	0,0242	4,61	48,5	9 220
В <sub>1</sub>	3 030	113,8	510	114,2	825	4 475	162	1,44	0,0276	5,1	46,6	8 600
В <sub>1</sub>	2 970	112	500	112	805	4 430	144	1,28	0,0308	5,6	46,2	8 400

Коэффициент  $m$ , равный отношению материальной характеристики к максимальному часовому обороту тепла по трассе тепловой сети  $\left(\frac{M}{S_{макс}^{т.с}}\right)$ ,

будет равен:

$$\text{для варианта I } S_{максI}^{т.с} = 2QI_1(1 + \varphi)^{0,5};$$

$$\text{для варианта II } S_{максII}^{т.с} = 2QI_1(1 + \varphi).$$

Поэтому

$$\frac{m_{II}}{m_I} = \frac{M_{II}(1 + \varphi^2)^{0,5}}{M_I(1 + \varphi)} \quad (5)$$

Подставляя в последнее уравнение отношение материальных характеристик из уравнения (3) и упрощая, получим:

$$\frac{m_{II}}{m_I} = \frac{0,65(1 + 1,435\varphi)^{1,19}}{(1 + \varphi^2)^{0,1}(1 + \varphi)} \quad (6)$$

Допустим, что  $\varphi = 1$ , тогда  $\frac{m_{II}}{m_I} = 0,88$ , т. е.

$m_{II} < m_I$ . Следовательно, если судить по этим показателям, то выгоднее вариант II, между тем, как это показано выше, при  $\varphi = 1$  экономически целесообразнее вариант I.

Таким образом, коэффициент  $m$ , как и коэффициент  $x$ , не характеризует правильность выбора трассы тепловой сети. Более того, эти коэффициенты в некоторых случаях противоречат друг другу. В самом деле, при  $\varphi = 1$  по коэффициенту  $m$  выгоднее вариант II, в то время как по коэффициенту  $x$  выгоднее — I.

Расход электроэнергии согласно предлагаемой системе должен относиться к годовому обороту тепла по трассе:

$$\mathcal{E} = \frac{\mathcal{E}_{год}}{S_{год}^{т.с}} \quad (7)$$

где  $\mathcal{E}_{год}$  — расход электроэнергии за год, квтч;  $S_{год}^{т.с}$  — годовой оборот по трассе сети.

При наличии только однородной отопительной нагрузки можно считать, что

$$S_{год}^{т.с} = n S_{макс}^{т.с} \quad (8)$$

где  $n$  — коэффициент пропорциональности для данных климатических условий;

$S_{макс}^{т.с}$  — максимальный часовой оборот тепла по трассе сети.

Следовательно, уравнение (7) можно записать в следующем виде:

$$\mathcal{E} = \frac{\mathcal{E}_{год}}{n S_{макс}^{т.с}} \quad (9)$$

В рассматриваемом нами случае годовой расход электроэнергии для обоих вариантов ( $h_I = h_{II}$ ) будет одинаков, поэтому отношение удельных показателей

$$\frac{\mathcal{E}_{II}}{\mathcal{E}_I} = \frac{S_{максI}^{т.с}}{S_{максII}^{т.с}} = \frac{(1 + \varphi)^{0,5}}{1 + \varphi} \quad (10)$$

Допустим, что  $\varphi = 1$ ; тогда  $\frac{\mathcal{E}_{II}}{\mathcal{E}_I} < 1$  и поэтому

$\mathcal{E}_I > \mathcal{E}_{II}$ . Таким образом, если судить по показателю  $\mathcal{E}$ , то при  $\varphi = 1$  более экономичным является вариант II, в то время, как это показано выше, в этом случае более экономичен вариант I.

Высказанные выше соображения приводят к заключению, что предлагаемая новая система технико-экономической оценки тепловых сетей едва ли целесообразна.

Выше рассмотрен частный и наиболее простой случай и к тому же с целым рядом упрощающих допущений. Поэтому представляется необходимым провести более точные сравнения. Воспользуемся для этой цели расчетами проф. Б. Л. Шифринсона<sup>2</sup> по выбору экономической трассы тепловой сети с учетом экономических потерь напора для каждого из вариантов трассы. В таблице представлены данные из указанной книги, дополненные данными, полученными в результате обработки этих расчетов применительно к рассматриваемой здесь задаче.

Как видно из таблицы, коэффициент конфигурации  $x$  имеет минимальное значение, равное 1,28 для целого ряда вариантов схемы тепловой сети (варианты А, В, Г и В<sub>1</sub>), для которых как капиталовложения, так и эксплуатационные расходы колеблются в значительных пределах 100–113%.

Коэффициент  $m$  имеет минимальное значение, равное 0,0242 для наименее выгодного варианта сети. Аналогичное явление имеет место и для удельного расхода электроэнергии, отнесенного к годовому обороту тепла.

Таким образом, анализ таблицы показывает, что сделанные выше заключения относительно

<sup>2</sup> Б. Л. Ш и ф р и н с о н, Основной расчет тепловых сетей, Госэнергоиздат, 1940, стр. 118 — 124.

показателей Е. П. Шубина для технико-экономического сравнения проектируемых тепловых сетей совершенно правильны.

В таблице для сравнения даны также применяемые в настоящее время коэффициенты — расход электроэнергии и материальная характеристика, отнесенные к максимальному часовому расходу тепла. Эти коэффициенты (удельные расходы), как видно из таблицы, дают правильную технико-экономическую характеристику той или иной схеме сети, ибо чем экономичнее трасса, тем меньше эти показатели, и наоборот. Аналогичное явление будет иметь место и при удельных расходах, отнесенных к годовому отпуску тепла, поскольку последние будут пропорциональны первым.

Таким образом, при технико-экономическом анализе схем тепловой сети в данных конкретных условиях, т. е. в случае сравнения различных схем тепловой сети для одного и того же района применяемая в настоящее время система технико-экономических показателей вполне приемлема.

Иная картина наблюдается в случае сравнения систем теплоснабжения, расположенных в различных условиях. В самом деле, на экономическую потерю напора влияет целый ряд факторов (климатические условия, стоимость электроэнергии, степень механизации работ, структура тепловой нагрузки и т. д.), а следовательно, эти факторы влияют и на капиталовложения в тепловую сеть и на эксплуатационные расходы. Таким образом, в этом последнем случае существующая система технико-экономических показателей не может дать достаточно полной характеристики экономичности сети, поскольку один и тот же по величине удельный расход электроэнергии или материальная характеристика для двух систем, расположенных в различных условиях, ни в коей мере не характеризуют одинаковую экономичность обеих систем.

Очевидно, что те или иные местные условия, характерные для данной системы, должны в той или иной мере найти отражение в системе технико-экономических показателей.



## О влиянии температуры пара на осевое давление в турбине

Инж. М. А. Трубилов

Снижение начальной температуры пара перед турбиной приводит к соответствующему понижению температур его только в тех ступенях, которые продолжают работать в области перегретого пара. В последующих ступенях, работающих в области влажного пара, температуры практически сохраняются прежними при постоянном расходе пара, так как они определяются давлением в ступенях, но при этом увеличивается влажность пара. Определение полного осевого усилия в турбине при сниженной начальной температуре пара поэтому следовало бы производить с учетом как непосредственного влияния температур пара, так и влияния влажности на осевые усилия в ступенях.

Всесоюзным теплотехническим институтом были проведены в условиях эксплуатации опыты с рядом турбин по проверке влияния температуры пара на суммарное осевое усилие, воспринимаемое упорным подшипником<sup>1</sup>. Надо было выяснить: допустима ли длительная работа некоторых турбин с полной мощностью при определенном снижении температуры пара; могло ли быть причиной аварий упорных подшипников наблюдавшееся в эксплуатации понижение температуры пара? Опыты проводились в основном с турбинами, упорные подшипники которых терпели ава-

рии, а также при выявлении возможностей повышения нагрузки в процессе промывки турбин.

На рис. 1 приведен график режима снижения начальной температуры пара и восстановления ее при исследовании осевого усилия, воспринимаемого упорным подшипником ротора высокого давления турбины распространенного типа АК-24 фирмы Метро-Виккерс. Во время опыта давление пара в контрольной ступени (в камере перегрузки) поддерживалось строго постоянным.

По этим данным составлен график протекающей кривой осевого усилия в зависимости от температуры пара при снижении и восстановлении последней (рис. 2). В верхней части графика нанесена кривая наблюдавшегося при этом изменения температуры одного из верхних сегментов (№ 4) упорного подшипника. Температура нижних сегментов была выше, так как подшипник воспринимал усилие преимущественно своей нижней частью из-за сползания сферической упорной шайбы, которая под действием осевого усилия практически не устанавливалась в требуемое положение.

Из рис. 2 видно, что плавное снижение температуры пара влечет за собой постепенное нарастание осевого усилия. Однако по прекращении снижения температуры усилие начинает плавно уменьшаться и примерно через 1,5 часа подходит близко к своему первоначальному значению, хотя температура пара перед турбиной остается на 40°С ниже первоначальной. Плавное восстановление температуры сопровождается незначительным снижением осевого усилия, которое в конце

<sup>1</sup> Исследования производились Лабораторией паровых турбин под общим руководством доктора техн. наук Я. М. Рубинштейна. Большую помощь в работе оказывали доктор техн. наук А. В. Щегляев, а также работники электростанций: инженеры В. А. Варичев, А. Н. Плахотнев, В. Е. Сушков и др.

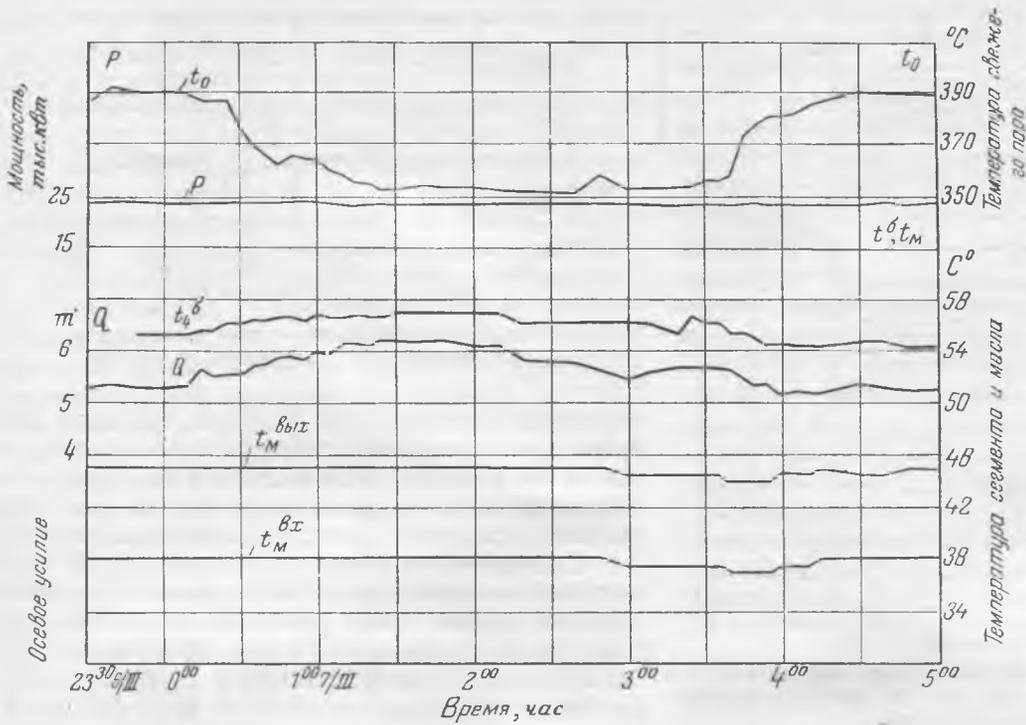


Рис. 1. Режимы снижения и восстановления температуры пара при испытании турбины АК-24 Метро-Виккерс.

опыта возвращается к своему исходному значению.

Следовательно, рост осевого усилия при снижении температуры пара может быть объяснен не столько изменением реакции как функции отношения  $\frac{u}{C_0}$ , сколько происходящими измене-

ниями теплового режима турбины, в частности изменениями зазоров в проточной части как осевых, так и радиальных в уплотнениях диафрагм.

Как известно, изменение осевого зазора между стенкой диафрагмы и бандажной лентой рабочих лопаток может существенно влиять на реакцию в ступени, если площадь радиального зазора между этой лентой и стенкой корпуса турбины больше площади указанного осевого зазора.

Изменение радиальных зазоров в уплотнениях диафрагм не менее сильно сказывается на осевом усилии. На осевом усилии могло сказаться также и трение в соединительной муфте, которая, правда, в данной турбине передает сравнительно небольшой крутящий момент и выполнена со змееобразной пружиной, позволяющей концу ротора свободно перемещаться, во всяком случае при тепловом сокращении его, и только при удлинении ротора она могла бы «закусывать» и препятствовать относительному осевому перемещению.

Проведенные опыты установили возможность работы турбин АК-24 Метро-Виккерс с полной мощностью при сниженной до 350°С температуре свежего пара, что весьма важно для проектирования надстроек высокого давления, так как намеченные для этой цели предвключенные турбины типа ВР-25 имеют расчетную температуру отработавшего пара около 360°С. Поскольку существующими инструкциями работа турбины с полной нагрузкой при таком понижении температуры запрещалась, то при проектировании оставалось идти на введение промежуточного перегрева либо на редуцирование пара высокого

давления и подмешивания его к пару среднего давления.

Из результатов расчетов осевого давления для турбины этого типа, произведенных ранее Оргрэс, следовало также, что упорный подшипник будет чрезмерно перегружен при такой температуре пара.

Что касается подшипника, то конструкция его весьма неудачна и нуждается в исправлении. Так как упорная шайба в работе сама не устанавливается в требуемое положение, то под нее следует установить поддерживающую пружину, чтобы не дать возможности сползнуть ей от собствен-

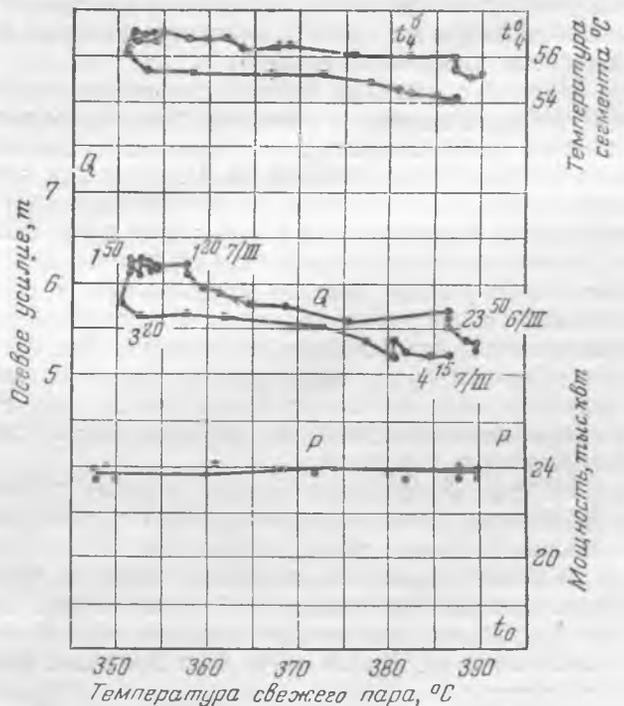


Рис. 2. Влияние температуры пара на осевое усилие в турбине АК-24.

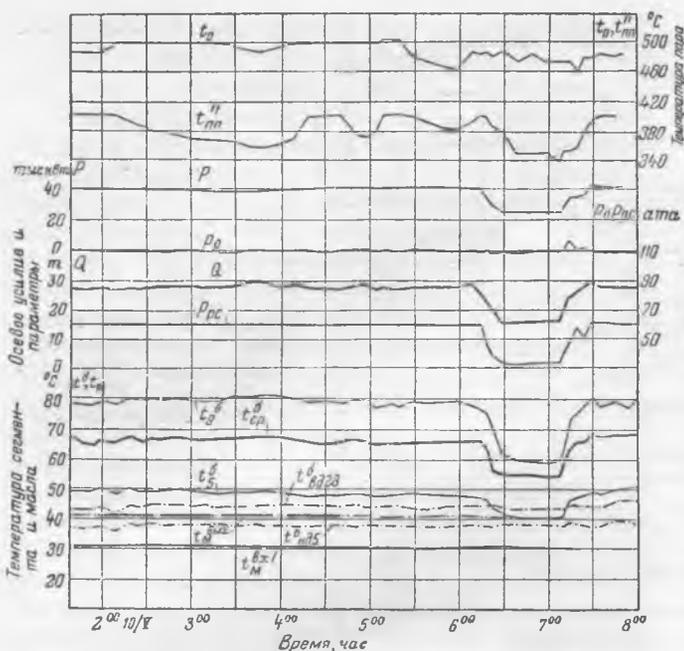


Рис. 3. Режимы изменения температур пара и нагрузки при испытании турбины АЕГ типа ВК-50-ПП (с промежуточным перегревом).

ного веса (вместе с сегментами). Сползание шайбы приводит к перекосу в подшипнике, что намного снижает его несущую способность и вместе с тем приводит к знакопеременному изгибу шейки вала.

В дальнейшем были повторены подобные опыты с другой турбиной фирмы АЕГ типа ВК-50-ПП (с промежуточным перегревом пара) <sup>2</sup>. При объяснениях причин аварий с упорным подшипником ротора высокого давления этой турбины (станционный № 1) часто ссылались на имевшее иногда в эксплуатации место снижение температуры свежего пара или пара, поступающего из промежуточного перегрева в шестую ступень цилиндра высокого давления (в котором содержится всего 13 ступеней).

Наряду с данными расчета о влиянии температуры пара на осевое усилие судили также и по данным проведенных ранее испытаний однотипной турбины (станционный № 2). Хотя при этих испытаниях не представилось возможным провести опыты с понижением температуры пара, было установлено, что при частичном снижении нагрузки осевое усилие вначале уменьшалось в соответствии с нагрузкой, а затем по прекращении разгрузки существенно возрастало. Это отчасти объяснялось наблюдавшимся снижением температуры пара на входе в шестую ступень цилиндра высокого давления турбины после промежуточного перегрева.

На рис. 3 приведен график режима работы турбины во время испытаний. Было произведено плавное снижение температуры пара после промежуточного перегрева, восстановление ее, затем более быстрое изменение этой температуры, далее понижение температуры свежего пара и восстановление ее. Кроме того, был проведен опыт

<sup>2</sup> Описание конструкции см. в сборнике „Монтаж и эксплуатация турбин высокого давления“, Госэнергоиздат, 1950, ст. В. А. Белявского и С. Л. Федосеева.

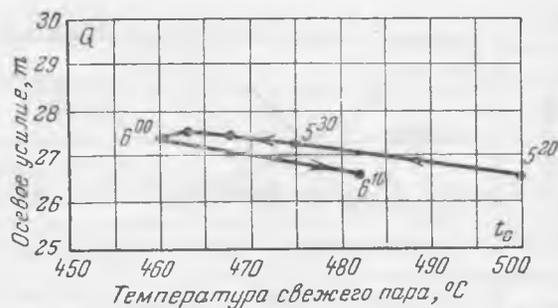


Рис. 4. Влияние температуры свежего пара на осевое усилие в турбине ВК-50-ПП.

частичного разгрузки турбины, вслед за которым (разгрузкой) ранее при испытании турбины № 2 наблюдался рост осевого усилия (гистерезис усилия в процессе частичного разгрузки и последующего восстановления мощности).

Одновременно в опытах с турбиной № 1 производилась проверка влияния трения в соединительной муфте между роторами на работу упорного подшипника с помощью термопар, установленных на время испытаний в сегментах обоих упорных подшипников, подобно тому как это делалось при выявлении причин аварий с упорным подшипником турбины Броун-Бовери 22 тыс. квт.

На рис. 3 видно, что температуры сегментов упорного подшипника ротора высокого давления как со стороны цилиндра высокого давления, так и со стороны цилиндра низкого давления сохранялись практически постоянными при всех режимах работы турбины, что свидетельствует об отсутствии влияния муфты на работу упорных подшипников при тепловых расширениях (или сокращениях) ротора.

При испытании турбины № 2, в которой был обнаружен значительный гистерезис осевого усилия, влияние муфты, к сожалению, не проверялось. Хотя конструкции муфт обеих турбин совершенно одинаковы, состояние их могло быть различным. Далее, в отличие от турбины № 2, где все диафрагменные уплотнения были жесткими, в турбине № 1 они были подвижными: каждое из колец состояло из шести сегментов, между торцами которых устанавливался зазор для тепловых расширений. Радиальные зазоры в таких составных уплотнениях и при появлении разности температур между телом колец и валом сохраняются постоянными, тогда как при жестких уплотнениях зазоры изменяются.

Как видно из рис. 3, в отличие от данных испытаний турбины № 2 после частичного снижения нагрузки (в 6 ч. 30 м.) роста осевого усилия в этой турбине почти не наблюдается. Усилие в ней изменялось по закону, близкому к линейному, в зависимости от расхода пара при всех режимах изменения нагрузки.

Зависимость осевого усилия от температуры свежего пара, построенная по данным рис. 3, показана на рис. 4. Снижение температуры от 500 до 460°С приводит к росту усилия с 26,5 до 27,5 т, т. е. каждые 10°С снижения начальной температуры приводят в данной турбине к росту осевого усилия примерно лишь на 1% при неизменном давлении пара в регулирующей ступени. Характерно, что мощность при этом практически

оставалась постоянной, 40 тыс. квт. Провести опыты при полной нагрузке 50 тыс. квт не представлялось возможным из-за напряженной работы упорного подшипника.

Зависимость осевого усилия от температуры пара, поступающего в шестую ступень цилиндра высокого давления после промежуточного перегрева, можно видеть из рис. 5. Снижение температуры производилось с 400 до 365°С путем впрыска питательной воды в линию, идущую к промежуточному перегревателю, при постоянной температуре свежего пара. Когда клапан впрыска был открыт полностью, с целью дальнейшего понижения температуры в промежуточном перегреве была снижена температура свежего пара, как показано на том же рис. 5. Давление в регулирующей ступени поддерживалось, как и в первом опыте, постоянным (регулирование было поставлено на упор); мощность в конце снижения температур в данном опыте уменьшилась с 40 до 38 тыс. квт.

Осевое усилие при этом вначале возрастало очень слабо, а после снижения температуры свежего пара временно увеличилось с 27 до 29 т и затем снова снизилось примерно до 27,5 т. Восстановление температур привело к прежнему значению осевого усилия.

Таким образом, и в турбинах данного типа температура как свежего пара, так и пара, поступающего из промежуточного перегрева, весьма слабо влияет на осевое усилие. Отсюда следует, что понижение температур, которое наблюдалось в эксплуатации, не могло служить основной причиной повреждения упорного подшипника.

Причиной этих аварий являлась чрезмерная величина осевого давления, которая обуславливалась, как было установлено после вскрытия турбины, слишком большими зазорами в диафрагменных уплотнениях. Возможно, что это обстоятельство могло несколько сказаться и на полученных данных о влиянии температуры пара на осевое усилие, т. е. при нормальных зазорах влияние могло бы оказаться более сильным.

Надо отметить, что и в этой турбине упорный подшипник работал с большим перекосом, воспринимая осевое усилие в основном своей верхней частью, так как поддерживающая упорную шайбу пружина оказалась установленной выше требуемого положения. Это обстоятельство сильно снижало несущую способность подшипника.

Кроме описанных работ, Институтом производилась проверка влияния температуры пара на осевое усилие и на ряде других турбин, причем измерялась не непосредственно величина осевого усилия, а температура поверхностей трения сегментов упорных подшипников, являющаяся функцией осевого давления. Во всех случаях опыты показывали слабое влияние температуры пара при неизменном открытии клапанов турбины. Однако для некоторых турбин, в частности с ухудшенным вакуумом, наблюдалось при этом

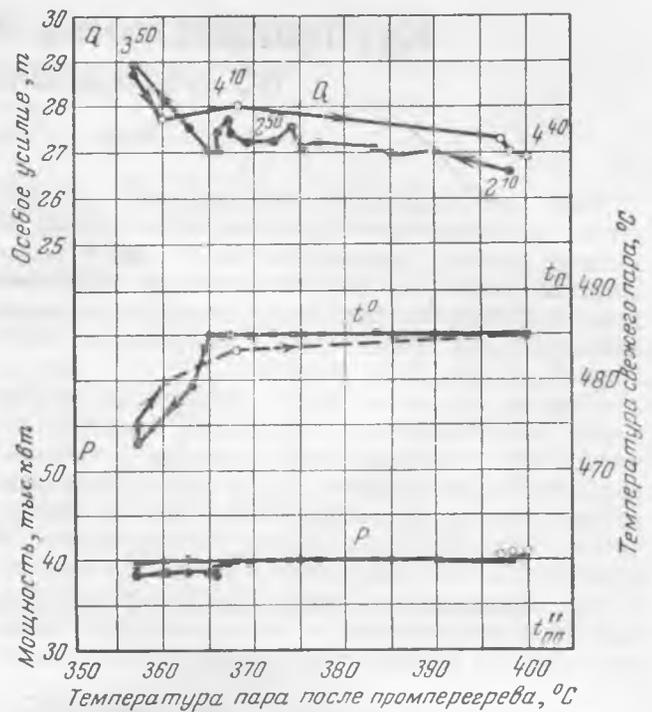


Рис. 5. Влияние температуры пара, поступающего в шестую ступень цилиндра высокого давления из промежуточного перегрева, на осевое усилие в турбине ВК-50-ПП.

заметное понижение электрической нагрузки, восстановление которой путем открытия клапанов приводило к дальнейшему росту осевого усилия за счет увеличения расхода пара и соответственного повышения давлений в ступенях.

При этом надо отметить, что осевое усилие изменяется не всегда пропорционально расходу пара, т. е. зависимость между ними в некоторых турбинах оказывается далеко не линейной. В частности, в турбинах, имеющих при перегрузке подвод свежего пара в промежуточную ступень, осевое усилие после открытия перегрузочного клапана возрастает более интенсивно, чем до открытия его. В таких турбинах поддержание постоянной электрической нагрузки при снижении температуры пара может привести к ошутительному росту осевого усилия и аварии с упорным подшипником, если последний и без того был достаточно нагружен.

Таким образом, для ряда турбин опытным путем установлено, что влияние температуры пара на осевое усилие значительно ниже, чем это следует из теоретических подсчетов. Для этих турбин работа с полной нагрузкой оказывается допустимой и при пониженной температуре пара.

Для турбин, которые еще не подверглись подобным исследованиям, работа с полной мощностью при снижении температуры пара допустима лишь при наличии контроля осевых усилий, который может быть осуществлен путем измерения температур сегментов упорного подшипника.



# Крупнопанельное кровельное покрытие по металлическим фермам<sup>1</sup>

Инж. Д. А. Котельников

Все возрастающая оснащенность наших строек подъемно-транспортными механизмами и наличие мощной производственной базы у большинства строительных организаций обеспечивают возможность осуществления строительства промышленных зданий из крупных деталей, изготовленных заводским способом.

Уже в настоящее время существует разрыв между возможностями строителей, имеющих на площадках высокопроизводительные большой грузоподъемности механизмы, и конструктивными решениями, не предусматривающими их эффективное использование. Задачи конструкторов и архитекторов на ближайшее время заключаются в том, чтобы создать части промышленных зданий крупноразмерными с использованием высокопрочных и малотеплопроводных строительных

но снижающим расход стали и удовлетворяющим условиям капитальности и долговечности покрытий, является разработанное автором «беспрогонное крупнопанельное покрытие по металлическим фермам».

С целью выяснения технической и экономической целесообразности этой конструкции Теплоэлектропроектом составлены для одного из типовых главных зданий электростанций рабочие и деталировочные чертежи.

По заданию крупнопанельное покрытие является вариантом к ранее запроектированному для этого здания покрытию, предусматривающему укладку по металлическим прогонам, установленным на фермы через 1 800, 2 000 и 2 250 мм, сборных железобетонных плит, утепленных плиточным пенобетоном. Следовательно, размеры, раскладка и количество типовых панелей предопределены металлическими стропильными фермами, запроектированными для прогоно-плиточного решения.

Контурные связи по нижним поясам стропильных ферм (рис. 1) обеспечивают геометрическое положение ферм в горизонтальной плоскости и передают ветровые нагрузки с торцов на железобетонный каркас здания. Вертикальные связи, установленные в торцевых панелях ферм и фонаря, обеспечивают вертикальность ферм и передают горизонтальные ветровые и монтажные случайные нагрузки, действующие в плоскости верхних поясов стропильных и фонарных ферм, на торцевые связи по нижним поясам ферм.

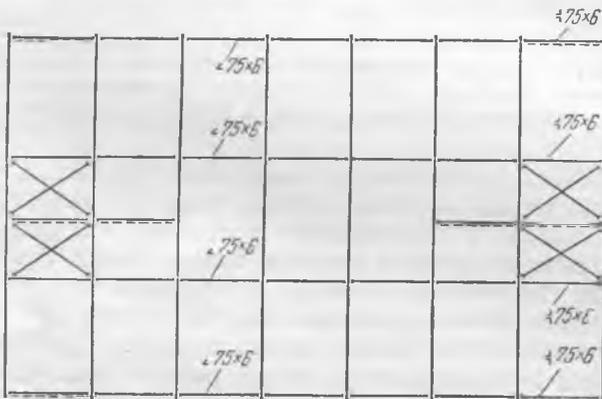


Рис. 1. План ферм и связей по верхнему поясу.

материалов, выпускаемых нашей промышленностью.

Заводская готовность деталей зданий должна исключать необходимость укрупнения в условиях стройплощадки деталей перед установкой их в проектное положение, особенно с применением «мокрых процессов».

Из всего комплекса строительных конструкций наиболее отсталыми в части возможности механизации ручного труда являются ограждающие, стеновые и кровельные конструкции.

Асбошиферные изделия, применяемые в настоящее время в больших масштабах для ограждения холодных цехов, ввиду их некапитальности и высокой эксплуатационной стоимости не могут быть приняты для строительства ряда сооружений.

Анализ крупнопанельного домостроения показывает, что в области промышленного строительства основными несущими нагрузками материалами являются армированные бетоны с утеплителями из легких термоизоляционных материалов в виде минерально-ватных изделий или пеноплит.

Одним из конструктивных решений кровельных покрытий промышленных зданий, значитель-

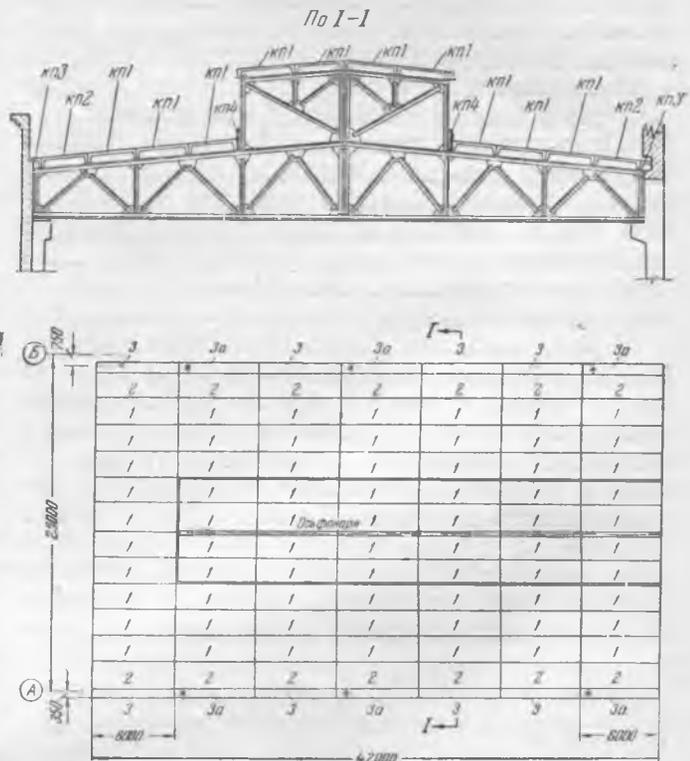


Рис. 2. Раскладка железобетонных панелей.

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

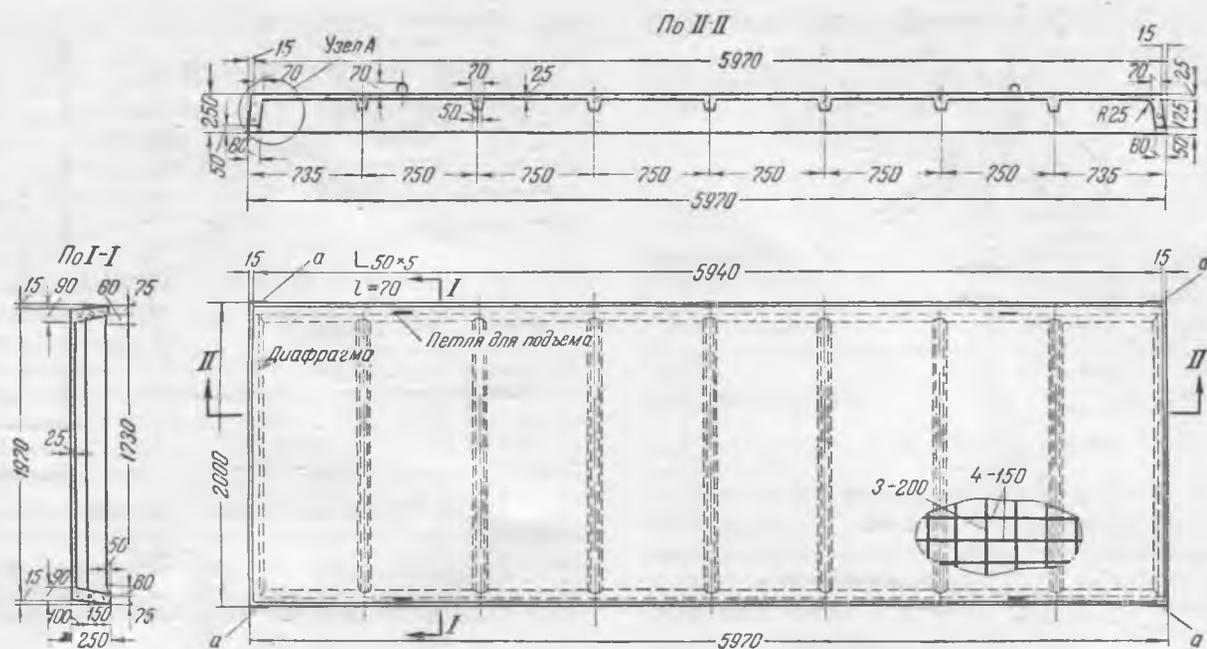


Рис. 3. Панель КП-1.

а — опорный уголок 60×5 мм длиной 70 мм.

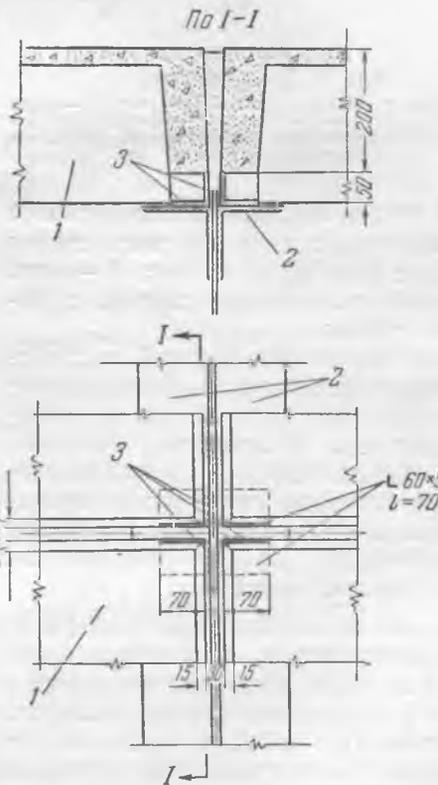
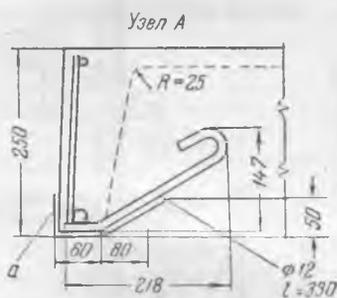


Рис. 4. Крепление крупных панелей к поясам ферм.

1 — крупные железобетонные панели; 2 — верхний пояс фермы; 3 — монтажные швы.

Временные распорки, установленные через 8—10 м по верхним поясам ферм, придают устойчивость фермам до момента укладки и приварки железобетонных панелей.

На рис. 2 показаны план и поперечный разрез перекрытия с маркировкой панелей. Как видно, количество типо-панелей на устройстве покрытия одного пролета, включая боковые стенки фонаря, равно четырем; однако при проектировании ферм специально под крупные панели количество типов можно уменьшить.

Крупные панели запроектированы в виде железобетонных ребристых плит длиной 5970 мм и шириной 700, 1800, 2250 мм. Панель (рис. 3) состоит из плиты толщиной 25 мм, двух продольных и ряда поперечных ребер, расположенных через 750 мм.

При изготовлении панелей в условиях строительной площадки толщину плиты следует увеличить до 30 мм. По концам главных ребер снизу вбетонированы коротыши из уголков сечением 60×5 мм и длиной 70 мм, которые после укладки панелей в проектное положение привариваются к верхнему поясу стропильных ферм (рис. 4).

Поперечные контурные ребра приподняты от низа главных балок на 50 мм. Таким образом, опирание панелей на стропильные фермы происходит только четырьмя точками в узлах стропильных ферм; тем самым исключается местный изгиб верхнего пояса ферм.

Для закрепления крюка траверсы крана при подъеме панели сверху плиты вбетонированы четыре анкерные петли из 8-мм проволоки.

Материал конструкции панелей — бетон марки 200, арматурная проволока диаметром до 6 мм из холоднокатанной проволоки и диаметром 12 мм и более — из стержней периодического профиля.

Панели армируются сварными сетками и сварными каркасами. Сварка каркасов производится контактно-сварочными аппаратами.



Укладка утеплителя должна быть произведена на заводе. Во избежание его повреждения при транспортировке сверху плиты, по периметру панели, закрепляются деревянные бруски, выступающие на 10—20 мм за поверхность утеплителя. Изготовление утепленных панелей несколько увеличит потребную грузоподъемность механизмов, но значительно сократит трудозатраты на стройплощадке.

Характеристика расхода материалов на изготовление основных железобетонных панелей приведена в табл. 1.

Таблица 1

Размер, мм	Вес, т	Расход материалов			
		на панель		на 1 м <sup>2</sup>	
		стали	бетона	стали	бетона
		кг	м <sup>3</sup>	кг	м <sup>3</sup>
2 250×5 970	1,63	77,2	0,65	5,77	0,049
2 000×5 970	1,50	67,5	0,60	5,65	0,051
1 800×5 970	1,21	65,3	0,53	6,05	0,049

Для сравнения рассматриваемого варианта покрытия с покрытием из плиток ЦНИПС ниже

приведены данные о расходе строительных материалов и объемах работ, исчисленных по рабочим спецификациям для перекрытий с суммарной площадью кровли 3 510 м<sup>2</sup>:

	Плитки ЦНИПС по прогонам	Железобетонные панели по фермам
Металлоконструкции . . . . .	252,05 т	198,27 т
Сборный железобетон . . . . .	139,0 м <sup>3</sup>	174,0 м <sup>3</sup>
Монтажные единицы металлоконструкций . . . . .	860 шт.	540 шт.
Железобетонные плиты или панели . . . . .	3 760 шт.	344 шт.
Швы между плитами . . . . .	11 400 пог. м	3 100 пог. м

Как видно из приведенных данных, вариант беспрогонного покрытия с железобетонными панелями имеет значительные преимущества перед вариантом с плитками ЦНИПС. Специально проведенные нормативные расчеты показали, что и по трудозатратам можно ожидать в варианте беспрогонного покрытия экономию против варианта с плитками ЦНИПС в 12—15%.



## О внедрении сборного железобетона в строительстве электростанций

Инж. П. С. Семенов

Рост строительства электростанций требует решительного перехода на индустриальные методы производства работ, чему в большой мере способствуют уже существующие заводы строительных конструкций. Однако проектные организации не учитывают выросших производственных возможностей строительных организаций и в выпускаемых ими проектах не предусматривают индустриальных методов организации строительства.

Незначительный процент сборности конструкций стен и перекрытий зданий, большое многообразие сборных железобетонных конструкций и их типо-размеров приводят к невозможности использовать имеющийся мощный парк строительных механизмов и возвращают строителей к кустарным методам производства работ и к затягиванию сроков ввода новых мощностей.

Анализ работы одного из заводов по изготовлению сборных железобетонных конструкций для строительства электростанций показал, что вследствие многообразия типо-размеров даже в заводских условиях трудно, а подчас и невозможно создать устойчивый технологический поток.

Анализу был подвергнут объем в 10 100 м<sup>3</sup> железобетонных конструкций, изготовленных в течение 18 мес. для строительства четырех крупных электростанций.

Этот объем железобетонных изделий включает 684 типо-размера различных конструкций, из которых типовыми являются только 226 типо-

размеров, или 33%; в том числе принятые по ГОСТ составляют 181 типо-размер, или 26,5%.

Соотношение типовых и нетиповых типо-размеров по отдельным видам строительства приведено в табл. 1.

Таблица

№ строек	По стройке в целом			По промышленному строительству			По жилищному строительству			Общие для промышленного строительства		
	Всего	В том числе типовых		Всего	В том числе типовых		Всего	В том числе типовых		Всего	В том числе типовых	
		Количество	%		Количество	%		Количество	%		Количество	%
1	187	95	51	136	56	42	49	38	77	2	1	50
2	157	58	37	118	40	34	35	14	40	4	—	—
3	332	71	21	242	33	15	74	30	40	16	8	50
4	104	31	30	71	18	25	31	11	36	2	2	100
Всего	780	255	33	567	147	26	189	93	49	24	11	46

Из табл. 1 видно, что типовые конструкции в целом по строительству составляют от 21 до 51%, в промышленном строительстве — от 15 до 42% и в жилищном строительстве — от 36 до 77%; последнее объясняется значительным количеством жилых домов, строящихся по типовым проектам, в которых учтены ГОСТ на железобетонные сборные конструкции.

В табл. 2 показана повторяемость одного и того же типо-размера во всех зданиях и сооружениях всех четырех строек. Из этой таблицы видно, что из всех типо-размеров 83,6% применено для однократного использования только в одном сооружении и не нашло применения в других сооружениях на данной стройке. Из этого количества 61,3% было специально запроектировано.

Таблица 2

Повторяемость	Всего		Типовых		Нетиповых	
	Количество	%	Количество	%	Количество	%
1 раз . . . . .	573	83,6	153	22,3	420	61,3
2 раза . . . . .	79	11,8	46	6,8	33	5,0
3 раза . . . . .	17	2,4	15	2,2	2	0,2
4 раза . . . . .	13	2,0	10	1,5	3	0,5
5 раз . . . . .	1	0,1	1	0,1	—	—
6 раз . . . . .	1	0,1	1	0,1	—	—
Всего типоразмеров . . . . .	684	100,0	226	33,0	458	67,0

Двукратно использованные типоразмеры составляют 11,8%, а больше чем двукратно — только 4,6%.

Типовые детали составляют вдвое меньшее количество, чем нетиповые (33 против 67%), однако их повторяемость (двукратная и выше) почти в 2 раза больше, чем у нетиповых (10,5 против 5,7%). Это показывает, что применение типовых конструкций уже само по себе приводит к более частому повторению одного и того же типо-размера.

Более разительную характеристику многообразия типо-размеров дает анализ конструкций по отдельным видам, приведенный в табл. 3.

Плиты перекрытий — наиболее распространенная конструкция, однако количество примененных типо-размеров их недопустимо велико.

Таблица 3

Наименование конструкций	Всего типо-размеров	Типовые		Нетиповые	
		Количество	%	Количество	%
Плиты ребристые . . . . .	145	72	50,0	73	50,0
Плиты горбатые . . . . .	29	7	24,0	22	76,0
Плиты плоские . . . . .	191	37	19,0	154	81,0
Перемычки . . . . .	52	39	75,0	13	25,0
Балки . . . . .	64	1	1,5	63	98,5
Ступени . . . . .	110	56	50,5	54	49,5
Прочие . . . . .	62	11	18,0	51	82,0
Итого . . . . .	653	223	34,0	430	66,0

Плоские плиты имеют 191 типо-размер, из которых типовых только 19%. Каждого типо-размера в среднем изготовлено за 18 мес. только 188 плит, причем типовых деталей — 328, а нетиповых — 154.

Ребристые плиты имеют 145 типо-размеров, из них типовых 50%; каждого типо-размера изготовлено за 18 мес. в среднем только по 490 плит, причем типового — по 666, а нетипового — по 317.

Казалось бы, что ступени не должны страдать многообразием, но и здесь набралось 110 типо-размеров, среди которых типовых только 50,5%. Из общего количества изготовленных ступеней в среднем на каждый типо-размер приходится около 25 шт.

Значительный процент (75%) типовых деталей перемычек объясняется широким применением их в жилищном строительстве. Однако и здесь общее количество типо-размеров слишком велико.

Подавляющую часть заказов на сборные железобетонные конструкции составляют мелкие партии изделий:

От 1 до 5 шт. . . . .	19,6%	От 51 до 100 . . . . .	11,5%
„ 6 „ 10 „ . . . . .	11,3%	„ 101 „ 300 . . . . .	18,0%
„ 11 „ 30 „ . . . . .	16,1%	„ 301 „ 1000 . . . . .	10,2%
„ 31 „ 50 „ . . . . .	8,7%	„ 1001 и больше . . . . .	4,6%

Заказы до 50 изделий одного типо-размера составляют 55,7%, до 100 шт. — 67,2%, а экономически выгодные заказы с количеством изделий от 1 000 шт. и больше — не превышают 5%.

Значительное количество типо-размеров в пределах одного вида конструкций различается между собой по размерам: в плитах — несколькими сантиметрами, а в ступенях — несколькими миллиметрами.

Типо-размеры таких наиболее прогрессивных конструкций, как коробчатый настил, которые близко приближаются к крупнопанельным конструкциям, отличаются один от другого длиной, шириной, высотой, толщиной плиты, толщиной поперечных ребер, толщиной продольных ребер и их конфигурацией, расстоянием между поперечными ребрами, наличием свободных от ребер торцов. Поэтому на такое несложное перекрытие как дымососная, требуется изготовить 7—8 типо-размеров плит настила.

Из 10 100 м<sup>3</sup> железобетонных изделий вследствие большого количества мелких партий одного типо-размера изготовлено в деревянной опалубке 4 800 м<sup>3</sup> изделий 574 типо-размеров. Для этого объема изготовлено 574 типа опалубки и израсходовано 670 м<sup>3</sup> пиломатериала, что составляет 0,14 м<sup>3</sup> на 1 м<sup>3</sup> железобетона.

Остальные 5 300 м<sup>3</sup> 110 типо-размеров изготовлены в металлических формах. На них израсходовано около 40 т металла, или около 8 кг на 1 м<sup>3</sup> железобетона; при этом значительная часть форм еще пригодна для дальнейшей эксплуатации.

В заводских условиях совершенно необходимо изготавливать сборные железобетонные конструкции в металлической опалубке. Это обеспечивает точное выполнение геометрических размеров конструкций в пределах заданных допусков, при оборачиваемости форм свыше 1 000 раз снижает себестоимость изделий и, что особенно важно, металлическая форма обеспечивает заводскую технологию изготовления конструкций, чего не может дать деревянная опалубка.

Выполнение мелких партий изделий приводит к тому, что и в заводских условиях их изготовление производится методами строительной площадки и тем самым сводятся на-нет все преимуще-

щества заводского изготовления конструкций и — как следствие — нерентабельность заводского изготовления этих конструкций.

Необходимо неотложно унифицировать как сборные железобетонные конструкции, так и их типо-размеры. В проекты должны включаться только те конструкции и типо-размеры, которые включены в каталоги заводов-изготовителей по согласованию с проектными организациями.

К решению этой задачи должны быть привлечены не только проектировщики, но и заводы-изготовители и строительные организации. Без учета производственных возможностей заводов истроек решение ее попрежнему будет односторонним.

Кроме типизации сборных железобетонных конструкций, надо более широко и смело внедрять их в проекты зданий электростанций.

Стены всех зданий электростанций как самонесущие, так и для заполнения металлического или железобетонного каркаса до сих пор выполняются, как правило, из кирпича или шлакоблоков. Эти работы трудоемки, неиндустриальны и являются самыми трудными строительными процессами, не поддающимися механизации, а сроки их выполнения — наиболее длительными.

Междуэтажные перекрытия делаются в подавляющем большинстве случаев из монолитного железобетона и только кровельные перекрытия имеют сборные железобетонные плиты мелких размеров.

Опыт применения крупнопанельных железобетонных блоков стен трехслойной конструкции (две железобетонные оболочки по 25—30 мм с легким заполнением между ними) и крупных панелей перекрытий в ряде отдельных зданий вспомогательного назначения, выполненных полностью из крупнопанельных конструкций, показал экономическую целесообразность этих конструкций, индустриальность методов производства работ и сокращение сроков строительства.

За последние несколько лет на Урале из крупнопанельных блоков построено свыше 40 различных зданий. Среди них: механических цехов и мастерских — 5; центральных котельных для жилых кварталов — 3; гаражей — 3; бань-прачечных — 2; пропарочных и сушильных камер — 3; теплохолодных складов — 6; контор, заводоуправлений и цеховых конторок — 5 и, что особенно существенно, одна транспортерная галерея электростанции, одна подстанция 6/0,38 кв; в настоящее время строится цех со строительным объемом 32 тыс. м<sup>3</sup>.

Разнообразие выстроенных зданий по их назначению наглядно показывает возможность широкого применения крупнопанельных конструкций в промышленном строительстве. Следует ожидать, что их применение окажется целесообразным не только в зданиях вспомогательно-производственного назначения, но и в таких основных промышленных зданиях, как главное зда-

ние, распределительное устройство, щит управления и др.

Стоимость крупнопанельного трехслойного железобетонного блока, рассчитанного на замену кирпичной стены в 2,5 кирпича (64 см) на 1 м<sup>2</sup> стены, составляет 110 р. 51 к.

Если эту стоимость принять за 100%, то стоимость кирпичных стен составит:

Крупнопанельная стена . . . . .	110 р. 51 к.	100%
Кирпичная стена в 2,5 кирпича (64 см)	165 р. 00 к.	140%
"    "    "    2    "    (51 см)	132 р. 00 к.	119%
"    "    "    1,5    "    (38 см)	98 р. 20 к.	89%
"    "    "    1    "    (25 см)	64 р. 60 к.	58%

Отсюда видно, что замена кирпичных стен в 2,5 (64 см) и в 2 кирпича (51 см) крупнопанельным блоком целесообразна и с экономической точки зрения.

Стена в 1 кирпич (25 см) по существу является холодной стеной; в ограждающих поверхностях она встречается только в наружных стенах зданий котельной. Здесь она может быть заменена однослойным армоносилецикатным блоком или двухслойным блоком, где один слой является железобетонной оболочкой, а второй — легким заполнителем.

Во всех остальных случаях, где стена толщиной 25 см является перегородкой, она может быть заменена двухслойным железобетонным блоком без заполнителя и даже однослойным железобетонным блоком.

Мелкосборные железобетонные кровельные перекрытия необходимо заменить крупнопанельными блоками, перекрывающими весь пролет между фермами или ригелями рам; при этом прогоны между ними исключаются.

Междуэтажные перекрытия и в первую очередь площадки вокруг котлов и турбин могут быть сделаны из крупнопанельных блоков. Исключение могут составить только те перекрытия, в которых имеется значительное количество различных нетиповых отверстий, в частности перекрытия распределительных устройств.

Строительства электростанций оснащены мощным подъемно-крановым оборудованием. Это дает возможность смело решать крупнопанельные конструкции зданий и крупные блоки сооружений весом до 3 т и выше.

Крупнопанельные конструкции и крупноразмерные блоки железобетонных конструкций не нашли еще широкого применения на строительных площадках электростанций.

Комплексное решение всех зданий и сооружений электростанций в крупнопанельных и крупноблочных конструкциях с учетом реальной производственной базы строительных организаций при содружестве проектировщиков, работников заводов стройконструкций и строительных организаций может обеспечить коренную перестройку методов организации работ и широкое внедрение индустриализации строительства.



# Новые принципы конструирования и компоновки подстанций

Инж. С. И. Ковалев, инж. Р. Р. Мамошин и инж. К. А. Орлов

ОТ РЕДАКЦИИ

*Все основное электростроительство в Советском Союзе ведется по типовым проектам. Экономические и технические преимущества такого порядка можно считать бесспорно установленными. Директивными указаниями Министерства неоднократно подтверждалась недопустимость внесения в типовые решения произвольных отступлений. Типовой проект обязателен для выполнения до тех пор, пока не принято решение об его изменении.*

*Однако, типовые проекты не должны приводить к отказу от совершенствования их и не могут служить препятствием к внедрению новой техники. Отказ от совершенствования их означал бы замедление во внедрении новой техники. Пересмотр и улучшение типовых проектов должны происходить организованно, на основе опыта строительства и эксплуатации типовых установок.*

*С целью накопления и обсуждения такого опыта редакция помещает статью С. И. Ковалева, Р. Р. Мамошина и К. А. Орлова «Новые принципы конструирования и компоновки подстанций» и в дальнейшем периодически будет публиковать аналогичные статьи, а также помещать высказывания по ним читателей.*

Конструкции открытых распределительных устройств 35, 110 и 220 кВ за последние 20 лет почти не претерпели никаких серьезных изменений. В 1950 г. Ленинградским отделением проектного института «Теплоэлектропроект» была сделана попытка создать новый более экономичный тип открытого устройства. В основу разработок были положены ныне существующие «классические» типы с прежними размерами как по высоте несущих металлоконструкций, так и по межфазовым расстояниям. Эти разработки безусловно явились целесообразным мероприятием, так как в них были систематизированы старые материалы и облегчены несущие металлоконструкции на основе существующих правил и норм.

Однако эта работа с точки зрения удешевления сооружений и упрощения их обслуживания ожидаемого результата не дала.

В начале 1951 г. на конкретном проекте одной строящейся в настоящее время подстанции 220 кВ авторами данной статьи на основе предварительных расчетов было предложено отказаться от общепринятых типовых конструкций и компоновки отдельных сооружений подстанции, резко сократить высоту несущих металлоконструкций и межфазовые расстояния. Это было поддержано работниками эксплуатации Мосэнерго, и проект был полностью разработан на основании наших предложений.

Основной задачей при выборе типа устройств было стремление объединить свободностоящие

несущие конструкции с шинными порталами, так как такая конструкция, несомненно, дает значительную экономию по металлу и сокращает объем земляных и бетонных работ при сооружении фундаментов как за счет прямого уменьшения их количества, так и за счет их облегчения.

Одним из вариантов такого конструктивного решения для устройства 220 кВ при схеме с двумя выключателями в цепи является отказ от среднего коммутационного портала (рис. 1). В этом варианте обе системы сборных шин связываются конструктивно с крайними свободностоящими порталами, а все оборудование ячеек располагается между ними.

При таком решении резко сокращается расход металла на конструкции, количество фундаментов, гирлянд и контактной арматуры. Однако устройство имеет и ряд серьезных недостатков, вследствие чего и было отклонено. Эти недостатки в основном заключаются в следующем:

Во-первых, при обрыве одного из проводов любой ячейки подстанция полностью выйдет из работы, так как замыкание обеих систем шин в этом случае почти неизбежно.

Во-вторых, такое решение не позволяет выполнить первую очередь по схеме с одним выключателем в цепи, а требует монтажа всей цепи.

Как окончательный был утвержден вариант конструкции 220 кВ с расположением сборных шин в центре (сомкнутый вариант, рис. 2). Обе

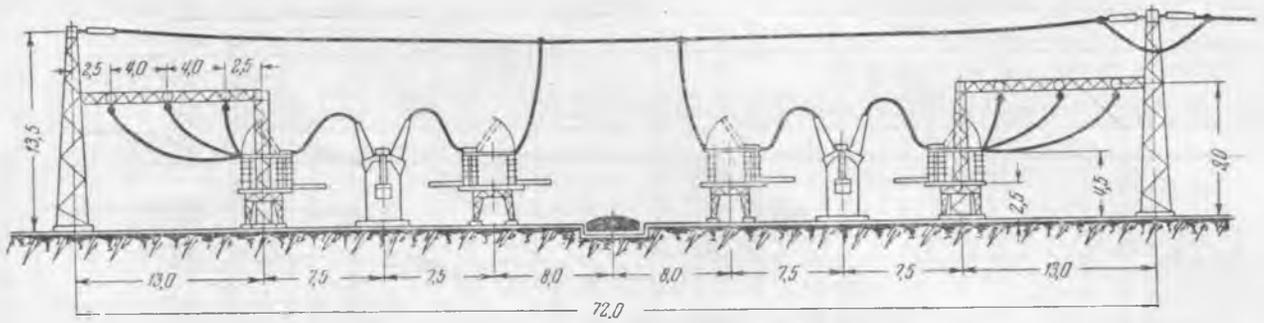


Рис. 1. Вариант компоновки устройства 220 кВ без среднего несущего портала.

системы сборных шин по этому варианту объединены со средним несущим порталом.

Такая конструкция обеспечивает высокую надежность работы и возможность постепенного перехода от схемы с одной системой шин и одним выключателем в цепи к схеме с двумя системами шин и одним и двумя выключателями. Кроме того, этот вариант отличается большей экономией металла, бетона и земляных работ. Такое же конструктивное решение было принято и для устройства 110 кВ.

В обеих конструкциях предусматривается возможность установки как масляных, так и воздушных выключателей с выносными трансформаторами тока.

При сомкнутом варианте сборных шин с точки зрения расхода металла большие значения приобретают межфазные расстояния. Это особенно относится к устройству 220 кВ. Здесь расстояние между фазами было принято в 3,5 м. В качестве материала ошиновки были рассмотрены две марки провода МП-240 и АСУ-400.

В основу всех расчетов и решений были положены «Правила устройства электротехнических установок», согласно которым расстояние между фазами, расположенными в одной горизонтальной плоскости при гибкой ошиновке, определяется по известной эмпирической формуле

$$d = k\sqrt{f} + A.$$

Для провода МП-240 при напряжении 220 кВ максимально допустимая стрела провеса по этой формуле определялась в 400 см, а для провода АСУ-400—225 см.

Такие большие допустимые стрелы провеса, естественно, никоим образом не могли отразиться

на выборе максимальных тяжений при подвеске проводов к несущим конструкциям.

Расстояние в 3,5 м между фазами было проверено еще и по максимальному напряжению возникновения коронирования ошиновки.

Согласно «Правилам устройства электротехнических установок» для определения критического напряжения короны для всех четырех климатических условий принимаются: температура воздуха +15°С, барометрическое давление 76 см рт. ст., ясная погода.

При расположении проводов трехфазной системы в вершинах равностороннего треугольника критическое напряжение короны находится по известной формуле

$$U_{кр} = 84m^2r \lg \frac{a}{r}.$$

В нашем случае предусматривалось, как и обычно, расположение фаз в одной горизонтальной плоскости.

По данным наблюдениям, в этом случае корона наступает на среднем проводе при напряжении на 4% меньше  $U_{кр}$ . Желая отстроиться от коронирования средних проводов трехфазных цепей 220 кВ, коэффициент  $\delta$  был принят равным 0,96 вместо 1,035, получающегося по расчету. Это соответствует температуре окружающего воздуха в 33°С и атмосферному давлению в 75 см рт. ст.

Коэффициент  $m$  в расчете был принят для АСУ-400 равным 0,86 и для МП-240 равным 0,92.

Такая же проверка была произведена и для проводов 110 кВ, базируясь на межфазовые расстояния в 2,5 м и провода марки М.

Коэффициент  $m$  для этого провода был принят равным 0,86, коэффициент  $\delta = 1$ .

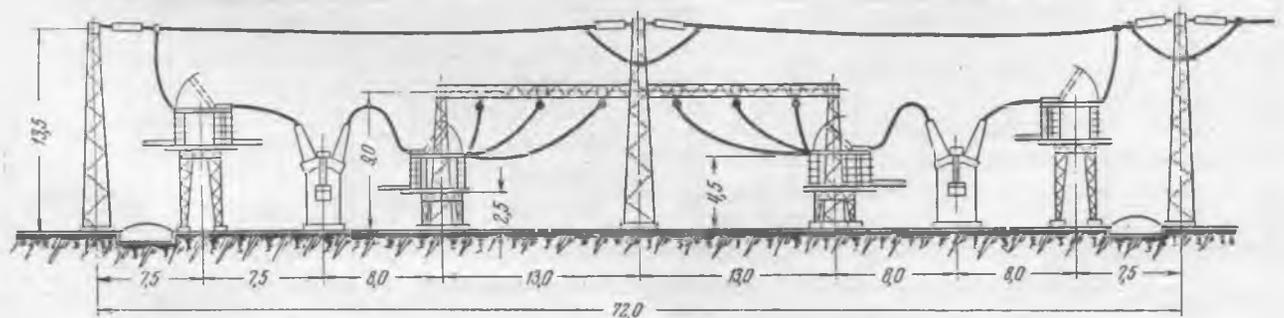


Рис. 2. Окончательный вариант компоновки устройства 220 кВ со сборными шинами, объединенными с центральным несущим порталом.

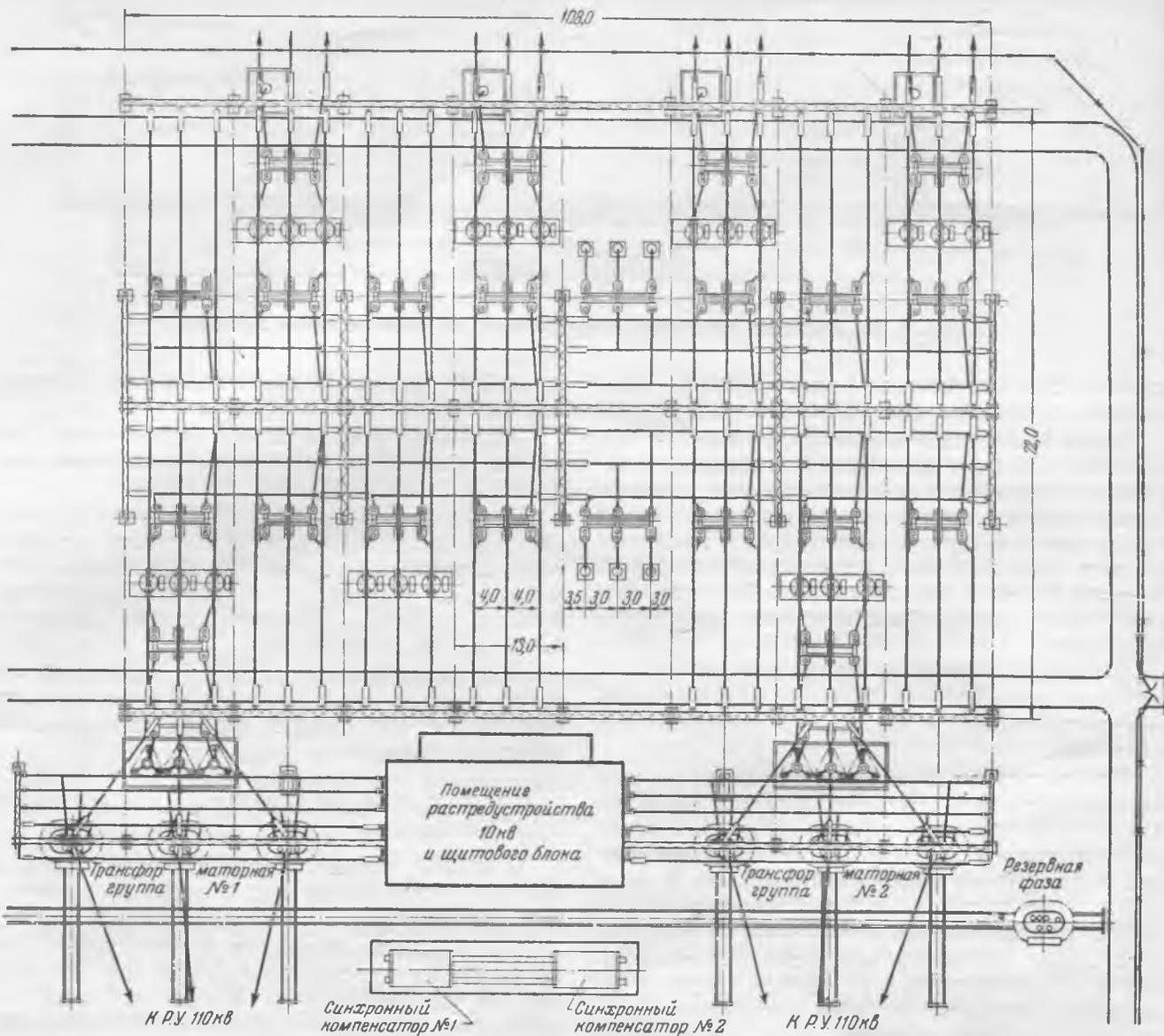


Рис. 3. План открытого устройства 220 кВ нового типа.

Результаты подсчетов максимальных напряжений возникновения короны для различных сечений проводов и межфазовых расстояний сведены в табл. 1.

Согласно данным эксплуатации уровень напряжения в устройствах 220 кВ генерирующих точек может достигать 254 кВ, понизительных —

225 кВ; в устройствах 110 кВ генерирующих точек — 125 кВ, понизительных — 120 кВ. Исходя из этих величин, для напряжения 220 кВ была принята ошиновка проводом МП-240, а для напряжения 110 кВ — проводом не менее М-120.

В целях максимальной унификации типа распрестройства ячейка устройства 220 кВ была

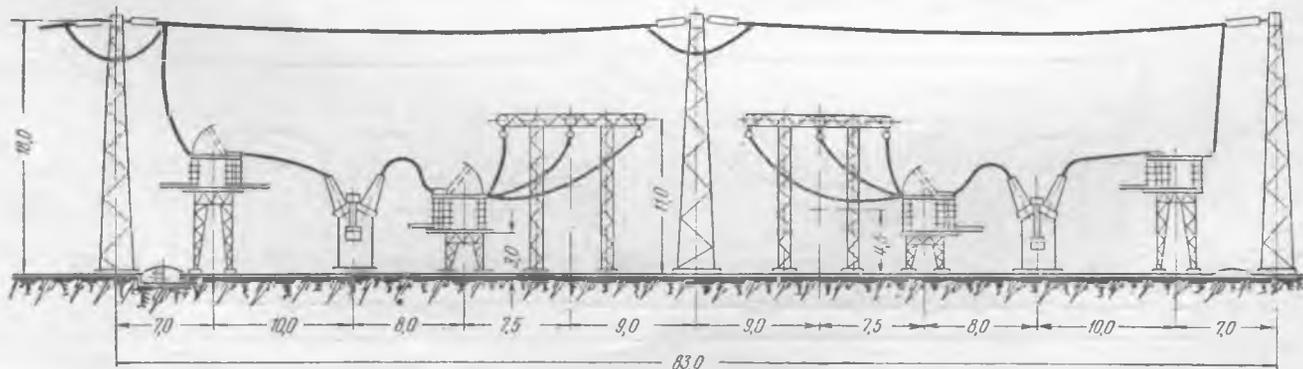


Рис. 4. Конструкция устройства 220 кВ существующего типа.

принята шириной в 13 м (рис. 3), а не 12 м при расстоянии между фазами 4 м\*.

В результате существующая конструкция 220 кв (рис. 4) подверглась большим изменениям.

При восьми ячейках шириной 13 м длина всего устройства по фронту составляет 104 м вместо 128 м при ныне существующей ширине ячейки в 16 м.

Таблица 1

Провод	Напряжение возникновения короны, кв, при расстоянии между проводами				
	200 см	250 см	300 см	350 см	400 см
М-95	112,8	117,0	120,8	123,5	126,2
М-120	124,3	129,3	133,3	136,9	139,8
М-150	137,5	143,1	147,8	151,7	155,0
М-185	149,3	155,3	160,5	165	168,5
М-240	166,9	173,5	179,1	184,3	188,5
МП-240	237,5	247,9	257	264	271
АСУ-400/95	217	228	235,5	242	248

Ширина устройства 220 кв, включая две проезжие асфальтовые дороги шириной 3,5 м каждая, сокращена до 72 м против ныне существующей 83 м, высота несущих порталов устройства снижена с 18 до 13,5 м.

Устройство 110 кв запроектировано с двумя системами шин (рабочая система шин секционирована через секционный выключатель) по схеме с одним выключателем в цепи.

Ширина ячейки принята равной 8 м; ширина устройств 110 кв 48 м; высота несущих конструкций 10 м.

Здание щитового блока подстанций выполнено четырехэтажным (рис. 5). 4-й и 3-й этажи заняты главным щитом управления и кабельным полуэтажом. Кабельный полуэтаж щита управления связан двумя широкими шахтами с первым этажом здания. Шахты проходят по обе стороны лестничной клетки.

Выходы из шахт предусмотрены в устройства 220 и 110 кв (через обе секции устройства 10 кв) в бетонных каналах.

Во 2-м этаже здания размещаются помещения связи и аккумуляторная батарея СК-6. На 1-м этаже устанавливаются аккумуляторная батарея и двигатель-генераторы. С обеих сторон лестничной клетки на 1-м этаже размещаются помещения для двух трансформаторов собственного расхода.

На 1-м и 2-м этажах по обоим торцам здания размещаются две секции устройства 10 кв, электрически не связанные между собой.

Общий объем здания составляет 6 400 м<sup>3</sup>, тогда как в настоящее время здания щитового блока такого типа даже без устройства 10 кв имеют объем 9 000 м<sup>3</sup> и более. Кроме изменения конструкций устройств 220 и 110 кв, коренные изменения были внесены и в общую компоновку подстанции.

\* Расстояние между фазами 4 м и ширина ячейки 13 м приняты потому, что в ячейку шириной 12 м выключатель МКП-220 по своим габаритам не вписывается. Работа над уменьшением габаритов высоковольтного оборудования — одна из основных задач электропромышленности.

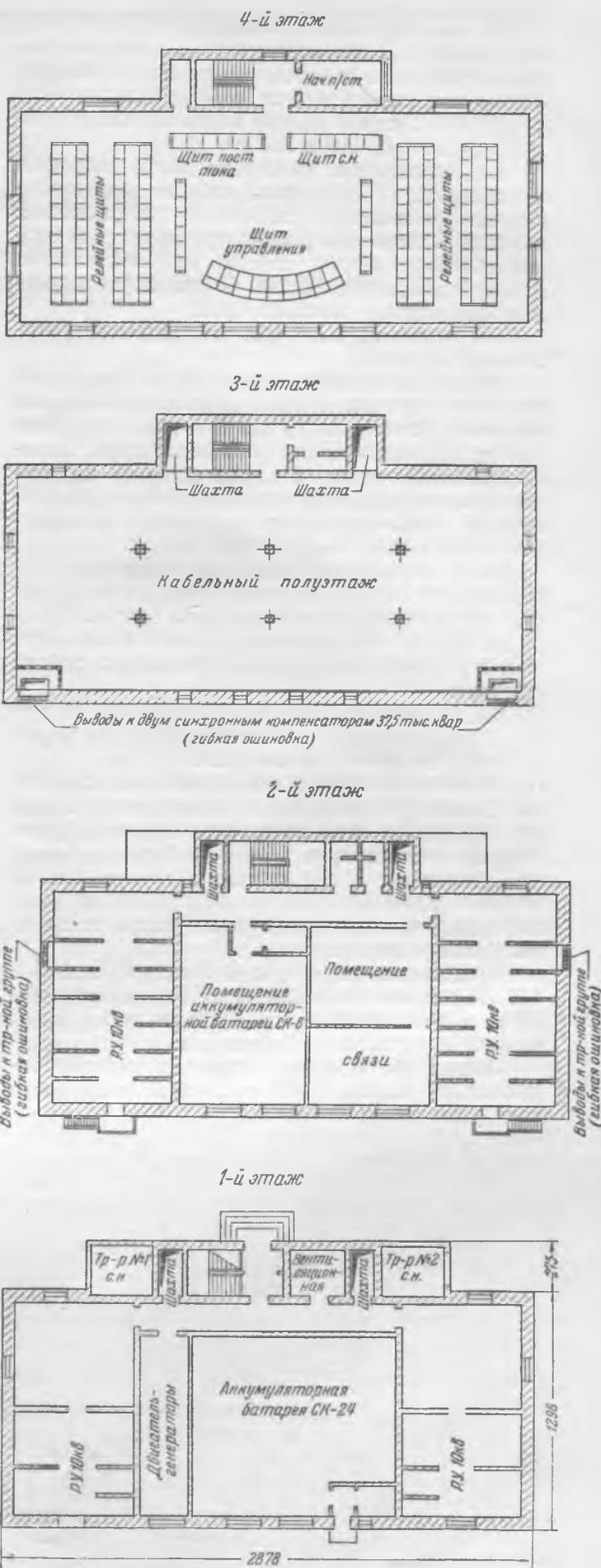


Рис. 5. Здание щитового блока.

На существующих подстанциях принималось, как правило, расположение здания щитового блока за пределами распределительного устройства. Здание щитового блока по новому проекту было размещено в самом центре открытой части между устройствами 110 и 220 кв.

Это мероприятие позволило резко сократить протяженность кабельных каналов и соответственно количество контрольно-измерительных кабелей. Однако центральное расположение здания щитового блока создало ряд затруднений с сооружением устройства 10 кв и установкой двух синхронных компенсаторов.

Эти трудности были успешно разрешены следующим образом.

В боковых крыльях здания щитового блока на 1-м и 2-м этажах было запроектировано два закрытых устройства 10 кв. По обеим сторонам здания запроектирована установка двух трансформаторных групп, а перед зданием на специальных фундаментах устанавливаются два синхронных компенсатора с водородным охлаждением мощностью каждый 37,5 тыс. квар.

Такая компоновка позволила совершенно отказаться от кабельной связи трансформаторных групп и синхронных компенсаторов с устройством 10 кв, как это предполагалось в проектном задании, и осуществить эти связи с помощью гибкой ошиновки.

После рассмотрения ряда вариантов гибкую связь было решено осуществить проводом марки АСУ-400, по три провода в фазе.

Технический проект этой подстанции прошел все стадии утверждения и в настоящее время рабочий проект этой подстанции закончен и начато ее строительство.

Сравнение расхода основных материалов по устройству 220 и 110 кв для подстанций по предлагаемому проекту и по существующим типовым решениям приведено в табл. 2.

Фундаменты под несущие конструкции 220 и 110 кв в проекте выполнены из бетона и бутобетона. Существующие же типовые фундаменты выполняются целиком бетонными.

Общая протяженность силовых кабелей напряжением свыше 1000 в по всей подстанции составляет менее 300 м.

Наименование	Количество материала		Экономия, %
	по проекту	по существующим нормам	
Провод медный для устройств 220 и 110 кв, т . . . . .	14,0	15,4	8,7
Общее количество фундаментов под несущие конструкции 220 кв . . . . .	37	47	21,4
Металл по устройству 220 кв, т	67,3	123	45,4
Общее количество фундаментов под несущие конструкции 110 кв . . . . .	48	58	19,4
Бетон по устройству 220 кв, м <sup>3</sup>	221	684	67,7
Бутобетон по устройству 220 кв, м <sup>3</sup> . . . . .	210	—	—
Протяженность кабельных каналов, м . . . . .	1 000	1 900	47,3
Контрольно-измерительные кабели разных марок и сечений, м . . . . .	22 000	32 000	31,2

Все вышеперечисленные мероприятия по снижению стоимости сооружения, проведенные в техническом и рабочем проектах, дали экономию в стоимости строительно-монтажных работ в 3 729 300 руб. из общей суммы, заложенной в проектном задании на строительно-монтажные работы в 15 148 400 руб.

### Выводы

В настоящее время назрела необходимость:

1. Пересмотреть существующие типы открытых распределительных устройств 220 и 110 кв в сторону уменьшения высоты несущих конструкций и межфазовых расстояний.

2. Поставить перед отечественной электропромышленностью вопрос об уменьшении габаритов высоковольтного оборудования.

3. Широко практиковать расположение здания щитового блока в центре устройства везде, где это не встречает больших затруднений.

4. Считать сомкнутый вариант сборных шин в конструкции распределительного устройства 220 кв наиболее экономичным и удобным вариантом как в части экономии металла, так и в части экономии и уменьшения объема бетонных и земляных работ.



# Опыт применения комплектных трансформаторных подстанций Московского трансформаторного завода

Инж. Э. С. Иохвидов и инж. Г. В. Сербиновский

Большие электрические нагрузки цехов промышленных предприятий и сооружение многоэтажных зданий приводят к необходимости устройства глубоких вводов высокого (6—10 кВ) напряжения внутрь цехов и многоэтажных зданий. Это мероприятие резко уменьшает расход проводникового материала на устройство системы электроснабжения, снижает потери электроэнергии в сети и улучшает режим напряжения у потребителей.

Устройство глубоких вводов высокого напряжения внутрь зданий предъявляет к электропромышленности специальные требования. Трансформаторные подстанции, встраиваемые внутрь зданий, должны быть пожаробезопасными. Они должны размещаться в габаритах высоты нормальных этажей. Встроенные подстанции часто необходимо располагать в общих помещениях с другим технологическим оборудованием. Поэтому они должны быть абсолютно безопасными для людей (неспециалистов), находящихся в этих помещениях.

Транспортировка оборудования должна производиться через нормальные дверные или оконные проемы зданий.

Московский трансформаторный завод разработал и изготовил ряд комплектных трансформаторных подстанций для многоэтажных зданий и цехов промышленных предприятий, удовлетворяющих перечисленным выше требованиям.

Эти подстанции представляют ряд стальных шкафов с оборудованием подстанции, а именно: вводов высокого напряжения, трансформаторов, автоматики включения резерва, присоединений

отходящих линий низкого напряжения. Поставленные рядом шкафы с оборудованием различного назначения создают в целом подстанции, собранные по различным схемам. Электрическое соединение различных элементов оборудования подстанции, расположенных в разных шкафах, производится через проемы в стенках соприкасающихся шкафов. Поэтому смонтированная подстанция представляет собой общий стальной шкаф с рядом дверей и люков. На фасадной стороне дверей расположены измерительные приборы и рукоятки управления аппаратурой.

Коммутационные аппараты присоединяются к шинам с помощью втычных контактов и для ревизий выкатываются из шкафов, причем выемка аппарата возможна только при отключенном его положении.

Защита отходящих магистралей низкого напряжения осуществлена максимальными автоматами. Защита трансформаторов со стороны низкого напряжения и автоматика включения резерва на низком напряжении осуществлены с помощью специальных автоматов и выносных реле с применением постоянного оперативного тока напряжением 48 в. Источником постоянного тока служит аккумуляторная батарея, составленная из стартерных автомобильных аккумуляторов, заряжаемых через селеновый выпрямитель. Аккумуляторная батарея и выпрямитель заключены в специальный общий стальной шкаф, устанавливаемый обычно отдельно от основных шкафов подстанции, вблизи нее.

Трансформаторы комплектных подстанций выполнены безмасляными с изоляцией из стек-

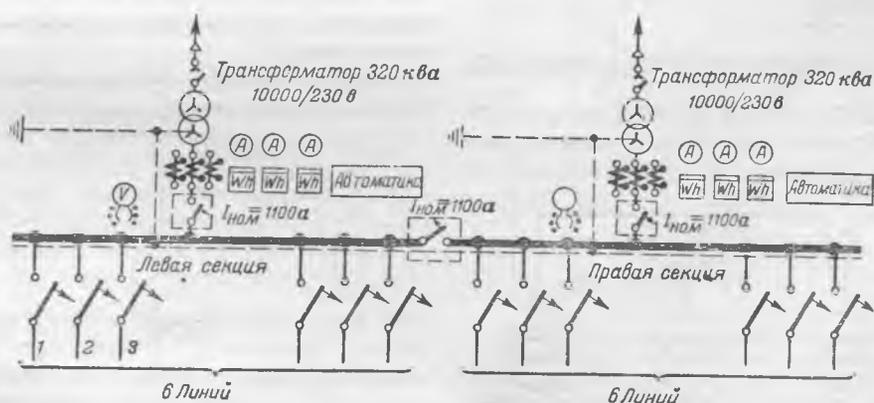


Рис. 1. Схема комплектной двухтрансформаторной подстанции типа ПАС-212-320/10р.

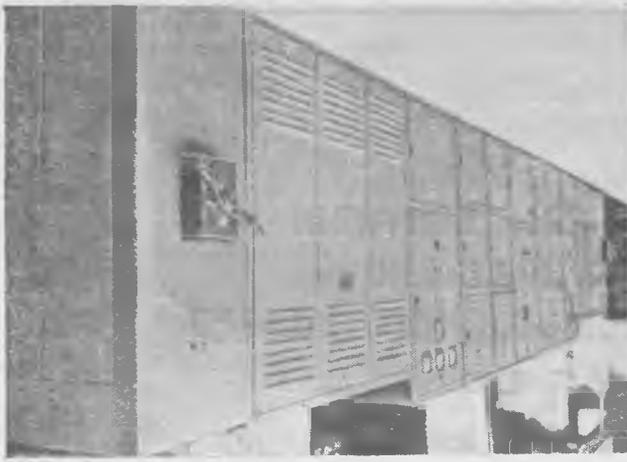


Рис. 2. Комплектная двухтрансформаторная подстанция типа ПАС-200 для высотных зданий Москвы.

лянного полотна, пропитанного специальными лаками.

Из разработанных стандартных элементов завод изготавливает комплектные подстанции на один и два трансформатора мощностью от 180 до 560 *кВА* по нескольким различным электрическим схемам применительно к особенностям потребителей.

На рис. 1 и 2 в качестве примера приведены схема и общий вид одного из типов комплектных трансформаторных подстанций Московского трансформаторного завода на два трансформатора мощностью по 320 *кВА*, первичным напряжением 10 *кВ* с автоматическим взаимным резервированием трансформаторов на низком напряжении. Этот тип широко применен в высотных зданиях Москвы.

Освоение Московским трансформаторным заводом серии таких подстанций является большим шагом вперед в деле индустриализации сооружения трансформаторных подстанций и открывает большие возможности для широкого внедрения глубоких вводов высокого напряжения.

Однако выпущенные заводом комплектные трансформаторные подстанции следует рассматривать только как первый шаг в этом направлении. Они нуждаются еще в ряде усовершенствований и видоизменений по схемам коммутации, конструкциям и компоновке.

Ниже приводится ряд замечаний по устройству таких подстанций.

### Схема электрических соединений

Большинство комплектных трансформаторных подстанций разработано для одностороннего радиального присоединения трансформаторов со

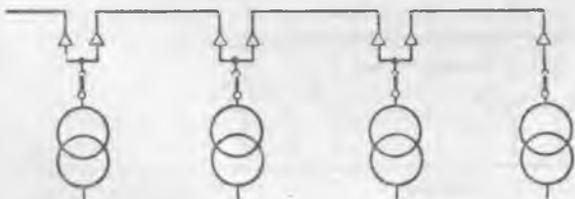


Рис. 3. Схема присоединения трансформаторов комплектной подстанции к одной общей линии высокого напряжения.

стороны высокого напряжения. Между тем схемы глубокого ввода в большом числе случаев предусматривают присоединение к одной линии нескольких таких подстанций. При такой схеме приходится сболчивать на зажимах разъединителей два кабеля (рис. 3). Это значительно удлиняет выделение поврежденного участка линии и осложняет ремонтные работы.

В схемах городских распределительных электросетей линии, к которым присоединяются комплектные трансформаторные подстанции, как правило, имеют двустороннее питание с делением линии в одной из промежуточных подстанций (разомкнутая петлевая схема). Для такой схемы существующие конструкции таких подстанций непригодны.

Для применения в городских распределительных электросетях (а в этих сетях комплектные трансформаторные подстанции должны найти самое широкое применение, особенно при многоэтажном строительстве) схема присоединения должна иметь вид, изображенный на рис. 4.

В существующих схемах не предусмотрена защита трансформаторов со стороны высокого напряжения внутри подстанций. При питании каждого трансформатора по самостоятельному кабелю от распределительного пункта по схеме кабель — трансформатор, подобное присоединение трансформаторов на подстанции вполне допустимо. Такая схема может быть допущена в отдельных случаях и при питании от одной линии двух-трех трансформаторов одинаковой или не очень разнящейся мощности.

Но при питании от одной линии большого числа комплектных подстанций (а так практически и бывает в городских сетях) такая схема становится недопустимой, так как ток трогания максимальной защиты на головном участке линии, питающей устройство, оказывается выше тока виткового короткого замыкания в одном из трансформаторов. Поэтому в схемах и конструкциях этих подстанций необходимо предусматривать возможность установки предохранителей ПК для защиты трансформаторов со стороны высокого напряжения.

Схема автоматического взаимного резервирования трансформаторов в двухтрансформаторных подстанциях крайне неудачна. Главным недостатком автоматики является применение постоянно оперативного тока, получаемого от батарей 48 *В*, составленных из стартерных автомобильных аккумуляторов с подзарядом от селенового выпрямителя.

Смысл автоматики заключается в том, чтобы не иметь дежурного персонала и свести обслужи-

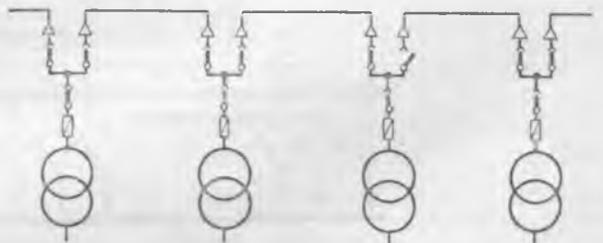


Рис. 4. Необходимая для городских сетей схема присоединения трансформаторов в комплектной трансформаторной подстанции.

вание подстанций к редким посещениям эксплуатационников. Между тем аккумуляторные батареи работают надежно только при повседневном эксплуатационном уходе за ними. В условиях цеха или городской электросети аккумуляторные батареи быстро портятся и отказывают в работе.

В Московской городской электросети защита и автоматика на постоянном оперативном токе были повсеместно ликвидированы как аварийные очаги.

Схема автоматики предусматривает ее работу с выдержкой времени 0,5 сек. Это создает неприятное моргание освещения и вызывает отключение двигателей, имеющих защиту минимального напряжения. Сама схема построена на сложных автоматах, выносных реле и сложной вторичной коммутации. Большое количество сложной аппаратуры и сложность самой схемы затрудняют наладку автоматики, а сравнительно недолгий опыт эксплуатации небольшого числа таких подстанций уже выявил ряд нарушений в работе автоматики.

Вместе с тем эксплуатационными организациями совместно с электропромышленностью освоена и широко внедряется простейшая автоматика такого же назначения с использованием серийных контакторов КТЭ-35, собранных по два в контакторные станции. Схема этой автоматики показана на рис. 5.

Действие автоматики крайне просто. Каждый из трансформаторов питает свою секцию шин низкого напряжения через контактор. При исчезновении напряжения на выводах трансформатора контактор отключается. При этом своими вспомогательными контактами он замыкает цепь катушки контактора резервного питания секции от второго трансформатора, который, включаясь, подает напряжение на шины обесточенной секции. При появлении напряжения на выводах трансформатора основного питания секции схема автоматически приводится к нормальному виду. Переключение происходит настолько быстро, что, глядя на горящую лампочку, не удается заметить момент переключения. Контактры дополнительно сблокированы механически, чем полностью исключена возможность случайного связывания трансформаторов в параллельную работу и обратной трансформации.

В цепи контактора резервного питания установлен плавкий предохранитель, защищающий второй трансформатор от короткого замыкания на шинах резервируемой секции. Произведенными испытаниями установлено, что при коротких замыканиях в сети низкого напряжения с током от 1 500 до 10 000 *a* срабатывания автоматики от падения напряжения не происходит и обеспечивается селективное отключение поврежденного участка плавкими предохранителями или максимальными автоматами. Приваривания контактов контакторов при этом не наблюдалось.

Никаких цепей вторичной коммутации за пределами панели контакторной станции схема автоматики не имеет, что обеспечивает исключительную ее надежность.

Катушки контакторов защищены однополюсными установочными автоматами ХЭМЗ.

Конструкция контакторной станции позволяет с помощью специальных накладок производить отключение и осмотр любого контактора без перерыва электроснабжения. Проверка действия автоматики производится отключением и обратным включением установочного автомата, защищающего катушку контактора основного питания секции.

Расщепление тока трансформатора в аварийном режиме на две ветви позволяет с помощью контакторов КТЭ-35 с номинальным током 600 *a* осуществить автоматику для двух трансформаторов мощностью до 320 *квa* включительно при вторичном напряжении 220/127 *v* и до 560 *квa* включительно — при вторичном напряжении 380/220 *v*.

Стоимость контакторной автоматики в 3—4 раза ниже стоимости автоматики, примененной Московским трансформаторным заводом.

Такая автоматика уже действует в более 400 подстанциях Московской городской электросети и пока не зарегистрировано случаев отказа ее в работе или каких-либо неисправностей.

Учитывая положительный опыт применения такой автоматики при включении новой комплектной трансформаторной подстанции Московского трансформаторного завода в одном из высотных зданий Москвы, из нее была изъята автоматика на постоянном токе и кустарно вмонтирована контакторная автоматика без изменения основных конструкций. Сейчас намечается такое постепенное переоборудование всех поставленных заводом подстанций.

В технических проектах новых высотных зданий предусмотрено применение только контакторной автоматики.

Очевидно, Московский трансформаторный завод должен отказаться от применения автоматики на постоянном оперативном токе и применить автоматику с помощью контакторных станций.

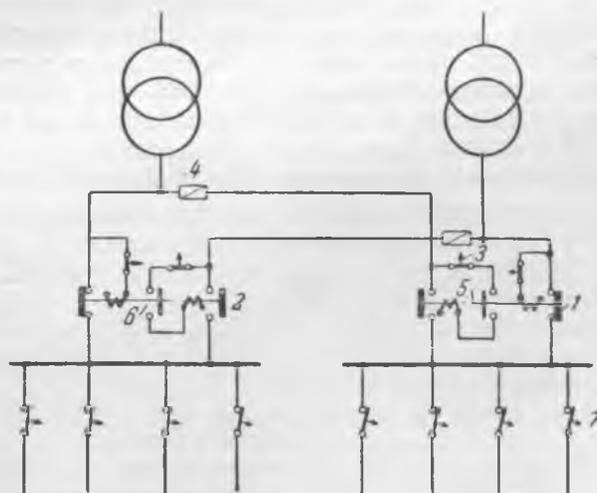


Рис. 5. Схема контакторной автоматики взаимного резервирования двух трансформаторов на низком напряжении.

1 — контактор основного питания; 2 — контактор резервного питания секции; 3 — установочный однополюсный автомат защиты катушки контактора; 4 — предохранитель защиты шин секции; 5 — механическая блокировка контакторов; 6 — вспомогательные контакты контактора основного питания секции; 7 — максимальный автомат отходящей линии.

## Конструктивное исполнение и монтаж

Для того чтобы в случае ремонта кабеля с устройством вставки было возможно сфазировать кабель переболчиванием его концевой присоединения без переделки концевой разделки, присоединение кабелей высокого напряжения должно осуществляться с расположением концевых разделок под углом  $90^\circ$  к плоскости разъединителя. Средняя фаза должна при этом иметь запас длины в виде выгиба.

При устройстве комплектной подстанции с заходом и выходом питающего кабеля через самостоятельные разъединители должна быть обеспечена возможность отключения, заземления и вывода в ремонт любого отрезка кабеля с оставлением в работе соответствующей секции подстанции.

### Компоновка

Перекрестное резервирование питания секций от двух трансформаторов определяет наиболее рациональную компоновку двухтрансформаторных подстанций с расположением обоих контакторных станций рядом, а трансформаторов — по обе стороны шкафов автоматики.

При этом получаются наиболее простые и компактные шинные перемычки.

Компоновка подстанций должна обязательно обеспечивать отдельную эксплуатацию разными организациями части высокого напряжения и контакторной автоматики и распределительной части низкого напряжения с максимальными автоматами отходящих линий.

Только в заводских условиях обе эти части подстанции могут эксплуатироваться одним и тем же персоналом. В условиях высотных зданий и городской электросети эксплуатация части высокого напряжения и автоматики включения резерва всегда находится в ведении электроснабжающей организации, в то время как эксплуатация отходящих линий низкого напряжения в большинстве случаев осуществляется персоналом зданий (объектов). Установленные в высотных зданиях подстанции оказались так скомпонованными, что отдельная эксплуатация их частей невозможна, и из-за этого персонал электроснабжающей организации при полностью авто-

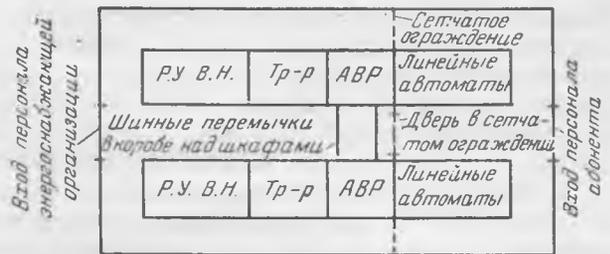


Рис. 6. Компоновка двухтрансформаторной подстанции с автоматикой включения резерва и отдельным обслуживанием частей высокого и низкого напряжения.

матизированной схеме вынужден нести постоянное дежурство в зданиях, так как в случае отключения одного из автоматов низковольтных линий персонал здания не может попасть на подстанцию для его включения.

Вывоз шкафов с максимальными автоматами отходящих кабельных линий в другое помещение с устройством кабельных перемычек не может быть признан удовлетворительным решением, так как наличие кабельных перемычек в схеме подстанции значительно снижает надежность схемы.

Должны быть разработаны несколько вариантов компоновки комплектной подстанции, обеспечивающих возможность отдельной эксплуатации ее частей, с устройством только шинных перемычек между всеми шкафами. Пример такой компоновки показан на рис. 6.

Существующие компоновки не обеспечивают полноценного использования объема помещений, из-за чего размещение подстанции требует слишком большой площади.

Вполне возможны более рациональная конструкция и компоновка шкафов подстанции с размещением шкафов с коммутационной аппаратурой высокого напряжения и автоматикой включения резерва над шкафами трансформаторов при общей высоте подстанции не более 3 м. Это значительно уменьшит площадь, необходимые для размещения подстанции, и повысит рациональность их применения.

Нужно ожидать, что Московский трансформаторный завод учтет эти замечания, с тем чтобы сделать комплектные трансформаторные подстанции более совершенными и обеспечить их успешное широкое применение в городских сетях и промышленных предприятиях, где они крайне нужны.



# Механизированное антисептирование древесины опор линий электропередачи

Канд. техн. наук В. Д. Юренков

Применяемое в настоящее время антисептирование древесины опор линий электропередачи с помощью кистей представляет собой трудоемкую операцию; при этом антисептик проникает в трещины на незначительную глубину и наиболее подверженные загниванию участки деталей деревянных опор остаются практически незащищенными от гниения.

За последние 2 года в высоковольтных воздушных сетях одной энергосистемы был разработан и проверен на практике описанный ниже способ механизированного нанесения антисептических составов на древесину опор путем распыления их сжатым воздухом.

## Аппараты

Для питания распыляющих устройств сжатым воздухом Центральной лабораторией высоковольтных воздушных сетей энергосистемы скомпонована передвижная установка из компрессора типа О-16 с рабочим давлением 4 ат производительностью 27 м<sup>3</sup>/час и бензинового двухтактного двигателя ОДВ-300 мощностью 6 л. с.

Компрессор обеспечивает одновременную работу двух распылителей антисептической пасты при средних расходах воздуха.



Рис. 1. Краскораспылитель (разрез).  
1—корпус; 2—ручка; 3—крючок; 4—ось крючка; 5—вилка; 6—насадка; 7—сопло краски; 8—запирающая игла; 9—муфта иглы; 10—воздушная полость; 11—верхний патрубок; 12—нижний патрубок; 13—заглушка; 14—пружина; 15—воздушная трубка; 16—кольцо для подвешивания краскораспылителя.

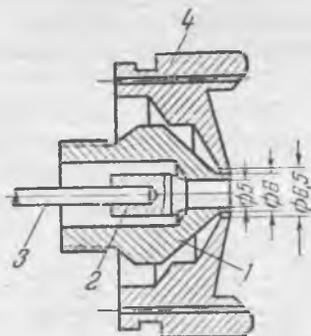
В качестве распылителя применены стандартные распылители для краски с расходом воздуха 0,16—0,17 м<sup>3</sup>/час (рис. 1). Для возможности нанесения антисептика форсунка этого распылителя была модернизирована путем замены стандартного сопла краски соплом с отверстием 5 мм, напрессовки (с пропайкой) на запирающую иглу 8 головки и рассверловки отверстия в насадке 6 с 3 до 6,5 мм (рис. 2).

Важной частью установки для механизированного нанесения антисептика является нагнетательный бачок. Он предназначен для подачи пасты в распылители. С целью регулирования давления воздуха при подаче пасты на различную высоту бачок снабжен редуктором и манометром (рис. 3). Изменение давления на пасту осуществляется регулировочным винтом 2, изменяющим сжатие пружины 3.

Для предотвращения обратного попадания в редуктор пасты из бачка при внезапных спадах давления в ресивере компрессора на трубке редуктора с внутренней части бачка установлен обратный клапан 7. Емкость бачка 25—40 л.

Для подачи пасты и воздуха в распылители, а также воздуха в нагнетательный бачок применены толстостенные резиновые шланги с внутренним диаметром 9 и 13 мм. Схема соединения шлангов показана на рис. 4. Для воздушного тракта распылителей выбран шланг с внутренним диаметром 9 мм, а для подачи пасты— диаметром 13 мм. Длина шлангов принята равной 15 м, исходя из возможности антисептирования траверс нормальных деревянных опор 110 и 35 кв без поднимания бачка на опору и расположения его на некотором расстоянии от основания опоры. Основной недостаток резиновых шлангов, как показал опыт их применения, заключается в малой стойкости против растворения внутренней части жидкими фракциями каменноугольного лака,

Рис. 2. Форсунка к распылителю для фтористо-натриевой антисептической пасты.  
1—сопло пасты; 2—головка; 3—запирающая игла; 4—насадка.



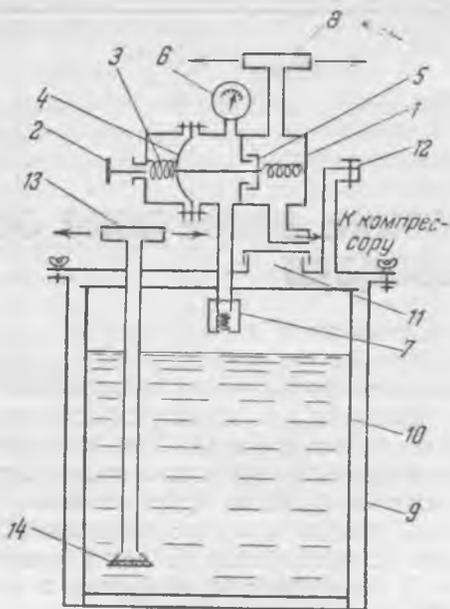


Рис. 3. Схематический разрез нагнетательного бачка с редуктором.

1—редуктор; 2—регулирующий винт; 3—пружина; 4—диафрагма; 5—клапан; 6—манометр; 7—обратный клапан; 8—тройник для шлангов воздуха; 9—пастонагнетательный бак; 10—ведро с антисептической пастой; 11—отверстие для заливки пасты; 12—декомпрессионный кран; 13—тройник для шлангов пасты; 14—сетка 1×1 мм.

входящего в состав антисептической пасты. Поэтому сразу же после работы шланги необходимо промыть растворителем, продуть воздухом, а затем тщательно просушить путем подвески в вертикальном положении на месте хранения.

В сетевых районах энергосистемы в 1952 г. находилось в работе 14 передвижных компрессорных установок и 28 распылителей.

### Антисептический и гидроизоляционные составы

Применяемая в высоковольтных воздушных сетях энергосистемы для механизированного антисептирования древесины опор антисептическая паста состоит из смеси 45% фтористого натрия, 50% кузбасского каменноугольного лака и 5% воды. После перемешивания фтористого натрия с лаком в смесительном барабане паста пропускается через краскотерку с тонкостью растирания частиц до 0,1 ÷ 0,15 мм.

Экспериментом было установлено, что наибольшая допустимая вязкость пасты при механизированном распылении составляет по воронке НИИЛК не более 50—55 сек. при температуре 15° С.

Поскольку консистенция пасты зависит от температуры, была составлена кривая зависимости вязкости от температуры (рис. 5). По этой кривой монтерами по ремонту может быть определена вязкость при различных температурах и при температурах антисептирования, меньших 15° С, доведена до 55 сек. путем прибавления к пасте растворителей, сольвента или каменноугольного лака.

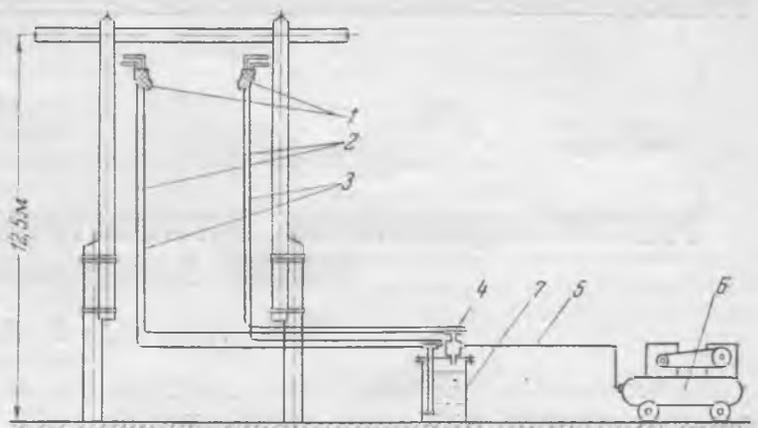


Рис. 4. Схема соединения шлангов для подачи пасты и воздуха в распылители и бачок.

1—распылитель; 2—резиновые шланги длиной 15 м, внутренний диаметр 9 мм (воздушный тракт); 3—резиновые шланги длиной 15 м, внутренний диаметр 13 мм (пастопроводящий тракт); 4—редуктор; 5—резиновый шланг длиной 6 м, внутренний диаметр 9—13 мм; 6—компрессор; 7—нагнетательный бачок.

Существенным недостатком фтористо-натриевой пасты являются быстрое образование осадка и комкование фтористого натрия, который засоряет пастопроводящий тракт распылителей. Это приводит к необходимости обязательного процеживания пасты перед заливкой ее в пастонагнетательные бачки.

В качестве материалов для гидроизоляционного слоя, предохраняющего слой антисептика на древесине от вымывания, при механизированном покрытии наземных частей опор применяются каменноугольный лак или любой из дешевых окрасочных составов, обеспечивающий влагонепроницаемый и атмосферостойкий покров: лак из сланцевых смол, асфальтито-битумный лак и т. д. Для подземной части опор допустимо применение только каменноугольного лака, обеспечивающего повышенную стойкость против действия грунтовых вод.

### Организация работ

Организация механизированного антисептирования древесины на линиях электропередачи зависит от местных условий: проходимости трассы линии, наличия транспорта, числа монтеров на эксплуатационном участке, метеорологических факторов (сезон) и т. д. и должна соответствовать этим условиям. В высоковольтных воздуш-

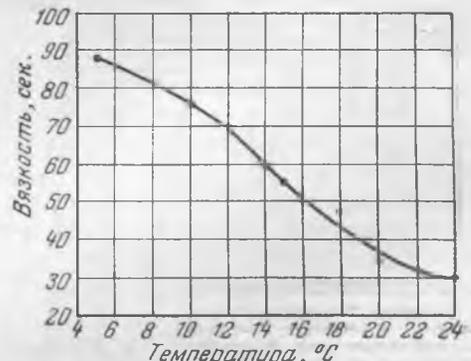


Рис. 5. Кривая зависимости вязкости фтористо-натриевой антисептической пасты от температуры (по воронке НИИЛК).

ных сетях описываемой энергосистемы принята следующая организация работ.

Бригады для механизированного нанесения пасты состояются из 4—6 чел. постоянного состава: бригадира с квалификацией, соответствующей 4-й группе «Правил техники безопасности», 2÷4 монтеров верхолазов и моториста компрессора. Практикуется совмещение обязанностей моториста и шофера автомашины.

Для транспортировки оборудования выделяется автомашина. Перед выездом на работу производитель работ проверяет исправность компрессора, пастонагнетательного бачка, шлангов и т. д., измеряет вискозиметром вязкость пасты и при необходимости добавляет в нее растворитель.

По прибытии на место работ автомашина останавливается на расстоянии нескольких метров от опоры с наветренной стороны. Монтеры снимают бачок с машины, ставят его у основания опоры, привинчивают шланги к компрессору, бачку и пистолетам в соответствии со схемой рис. 4 и заливают через сито в бачок пасту. Компрессор с автомашины не снимается. Иногда нагнетательный бачок также оставляется на автомашине. Свободные монтеры в это время откапывают лопатой подземную часть столбов опоры на глубину 0,6 м. Затем два верхолаза, прочно укрепив на себе шланги с пистолетом, с помощью ремня, перекинутого через плечо, надев на голову предохранительные щитки, поднимаются на опору. В это же время запускается двигатель компрессора и устанавливается нормальное давление в ресивере.

Поднявшись до траверзы, верховые монтеры опускают щитки на лицо и по сигналу производителя работ начинают антисептирование участков траверзы, примыкающих к стойкам опоры, и мест сочленения их со стойками. Распыление при этом ведется с минимальной интенсивностью на допустимом расстоянии (см. ниже) до токоведущих частей и изоляторов.

Обработка древесины ведется двумя пистолетами одновременно; при этом струя антисептика перемещается вдоль волокон древесины так, чтобы лучше заполнить трещины и места сопряжения деталей опоры. Во время перемещения монтера на опоре или при переходе на обработку другой детали распыление пасты прекращается.

После обработки обеих стоек на анкерных опорах аналогичным порядком производится обработка остальных стоек. Другие детали на этих опорах антисептируются попутно по мере перемещения монтера по стойкам.

Обработку начинают с верхних, наиболее удаленных деталей, чтобы избежать прикосновения к частям конструкции, уже покрытым антисептиком.

Во время работы на опоре выше уровня проводов производитель работ безотлучно наблюдает за работающими и предупреждает об опасности приближения к токоведущим частям и изоляторам, а также следит за качеством покрытия древесины, правильностью действия аппаратов, организует доливку пасты или гидроизоляционного состава в бачок и дает указания мотористу о режиме работы компрессора.

Объем и характер обработки деталей опор антисептиком при механизированном антисептировании не отличается от ручного и поэтому в данной статье не освещается.

После окончания работы на одной опоре моторист останавливает двигатель компрессора, монтеры кладут шланги на машину вместе с бачком и машина переезжает к следующей опоре, где к этому времени из свободных монтеров откапывает основания столбов опоры.

По истечении половины рабочего дня при наличии в бригаде четырех верхолазов оба верховых монтера меняются местами с работающими внизу по откопке оснований и обслуживанию пастораспылительной установки.

Организация работ при нанесении гидроизоляционных слоев такая же, как при нанесении пасты. При этом лишь вместо откапывания опор при нанесении второго слоя производится их закапывание.

После возвращения на монтерский пункт все оборудование очищается от грязи, остатков пасты и кузбасского лака и промывается сольвентом. Пастопроводящие шланги подвешиваются в вертикальном положении для полного осушения их внутренней поверхности.

После очистки установка сдается ответственному лицу, за которым закреплено оборудование. Последний осматривает его, выявляет возникшие дефекты, делает записи в документации и организует устранение дефектов.

## Техника безопасности

Для выяснения возможности обработки антисептиком деталей опор, расположенных выше уровня проводов на линиях электропередачи, находящихся под напряжением, в Центральной лаборатории были проведены опыты, выясняющие степень опасности приближения струи распыленного антисептика к проводу с различным рабочим напряжением.

Результаты опытов приведены в табл. 1.

Таблица 1

Напряжение провода, кв <i>в/ф</i>	Расстояние между распылителем и проводом при разряде по струе антисептика, мм	Допустимое расстояние до токоведущих частей по «Правилам», м
35	70	0,6
65	140	1
127	280	2

Из приведенных данных следует, что разрядные промежутки при перекрытии с провода на распылитель не превышают 14% от расстояний до токоведущих частей, допускаемых при работе на опорах. Ток утечки через струю распыленного антисептика при расстояниях, близких к разрядным, не превышает 0,5 мка и для работающих не опасен.

В соответствии с указанными опытами и требованиями «Правил техники безопасности» механизированное антисептирование выше уровня проводов было допущено в высоковольтных воздушных сетях энергосистемы на опорах линий электропередачи, находящихся под напряжением, при

расстоянии от оси стойки до проводов не меньше 1,5 м для 35 кв и не менее 2 м — для 110 кв. При этом монтер не должен приближаться сам или приближать распылитель, шланг и инструмент к проводу или изоляторам на расстояние менее 1,2 м на линии 110 кв и 0,7 м — на линии 35 кв.

Во время работы на уровне провода и выше его во избежание приближения шлангов к проводу они должны проходить снизу вверх между ногами работающего. При сильном ветре должны быть приняты меры против раскачивания им шлангов (например, оборачиванием их вокруг стойки по винтовой линии) или опора должна обрабатываться только до уровня проводов.

Фтористо-натриевая антисептическая паста содержит в себе ряд составных частей, вредных для организма человека, поэтому для предотвращения поражения организма работающие должны быть всемерно защищены от ее вредного воздействия. При механизированном антисептировании особое значение приобретает защита кожных покровов головы и шеи рабочих и защита их дыхательных путей.

В результате совместной работы Центральной лабораторией высоковольтных воздушных сетей энергосистемы и Центрального научно-исследовательского института им. Эрисмана в 1952 г. была разработана конструкция плексигласового щитка с тканевыми накладкой и воротником, обеспечивающего предохранение рабочего от вредного действия антисептика (рис. 6). Щиток вместе с воротником при необходимости откидывается назад, открывая лицо рабочего.

Химические анализы воздуха, взятого из внутренней полости щитка, во время длительной работы с распылителем на опоре показали, что концентрация токсических веществ — бензола и фтористого натрия — не превышает допустимых величин.

Вместе с этим в результате химических анализов, а также проверкой самочувствия рабочих установлено, что нанесение пасты на опору путем ее распыления без щитка, в очках, недопустимо и может вызвать потерю рабочим трудоспособности.

Тело работающих удовлетворительно защищается костюмом, покрытым казеиновым клеем и клеем БФ-4.

При механическом антисептировании допускается работа без рукавиц при условии нанесения на руки и кисти защитной пасты ИЭР-1. Ру-



Рис. 6. Плексигласовый щиток, надетый на голову рабочего.

кава куртки должны плотно прилегать к кистям рук, что достигается путем стягивания их пришитыми к рукавам завязками.

Во время распыления антисептика следует учитывать направление ветра и располагаться на стойках опор с наветренной стороны.

Для предотвращения отравления животных пролитая возле опор паста должна тщательно засыпаться землей. Во время антисептирования население должно предупреждаться о прекращении выпаса скота вблизи опор.

## Некоторые итоги внедрения

Как показал двухлетний опыт, механизированная обработка опор антисептиком обеспечивает как более высокую производительность труда и меньшую стоимость, так и лучшее качество обработки по сравнению с обработкой опор вручную.

Производительность труда в среднем увеличивается в 2—2,5 раза. Так, одна бригада из 6 чел. в течение рабочего дня обрабатывает в среднем 12—13 промежуточных опор линий 35 кв (без ветровых тяг) против 5—6 опор, обрабатываемых кистью. В отдельных случаях дневная выработка такой бригады достигала 15 опор. Дальнейшее повышение производительности труда зависит от знания и освоения персоналом оборудования. Такое положение выдвигает в качестве крайне актуальной задачи систематическое обучение монтерского персонала уходу за оборудованием и передовым методам работы с ним, а также повышение общего и технического развития персонала.

Экономичность механизированного антисептирования в большой мере зависит от квалификации персонала, освоения оборудования, его состояния и т. д. Расчеты, проведенные для средних условий, соответствующих уровню работ 1952 г., показывают, что стоимость механизированного антисептирования примерно на 20% меньше ручной.

Качество обработки древесины при механизированном нанесении пасты на много выше, чем при нанесении пасты кистью. Главное преимущество состоит в возможности значительно более глубокого заполнения внутренней полости трещин, которыми изобилуют детали деревянных опор, находящиеся в эксплуатации.

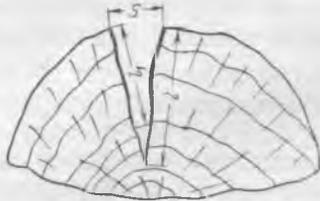
В табл. 2 приведены сравнительные данные по глубине проникновения пасты в трещины различной глубины при одном и другом способах нанесения пасты. Эти образцы вырезались из вертикальных брезен через несколько дней после их обработки.

На рис. 7 показаны разрезы по трещине 3 образца 2 и по трещине 2 образца 4.

Из табл. 2 следует, что, несмотря на большую ширину, все трещины при ручном нанесении антисептика имеют в 3—4 раза меньшую глубину заполнения, чем при механизированном антисептировании. Вместе с тем трещины в верхней части горизонтальных деталей, а также в подземной части опор являются основными очагами гниения древесины, поэтому более глубокое введение в них токсических составов представляет наиболее действенное средство борьбы с загниванием многих

Таблица 2

Образец	Трещина	Размеры трещин, мм		Глубина проникновения пасты в трещину $l_1$ , мм
		$l$	$S$	
<i>Механизированная обработка</i>				
1	1*	32	1	34
	2	40	2	35
2	1	75	6	51
	2	40	1	30
	3*	35	2	38
<i>Ручная обработка (кистями)</i>				
3	1	35	1,5	10
	2	45	15	13
4	1	70	6	12
	2	45	1,6	12



\* В этих образцах паста путем диффузии распространилась на глубину, большую, чем длина трещины.

деталей опор и позволит существенным образом продлить срок их службы.

Расход пасты при механизированном нанесении зависит от качества обрабатываемой детали: числа трещин, их глубины, а также положения деталей в конструкции. В среднем он составляет 850—950 г/м<sup>2</sup> обрабатываемой поверхности опоры. Детали опор вблизи земли (стойки, пасынки) и подземные части их покрываются в 1,5—2 раза более толстым слоем пасты, чем остальные детали.

При таком расходе пасты на 1 м<sup>2</sup> поверхности древесины наносится в неразведенной или в разведенной сольвентом пасте примерно 400 г фтористого натрия, а в разбавленной каменноугольным лаком — 300÷350 г.

Потери пасты при ее распылении распылителями несколько больше, чем при нанесении пасты кистями. Их величина определяется скоростью и направлением ветра, умением работающего управлять пистолетом и пр. Для средних условий эти потери не превышают 5—7%.

Как показывает практика, наиболее действенным средством борьбы с потерями оказалось повышение квалификации работников в направлении управления пистолетом. При правильном положении пистолета и управляемой струи антисептика потери пасты могут быть сведены к минимуму.

В описываемой энергосистеме в 1951 г. механизированным способом было антисептировано 519 опор, или 17% от общего количества обработанных опор. В 1952 г. количество таких опор увеличилось до 1 184 опор, или 37%.

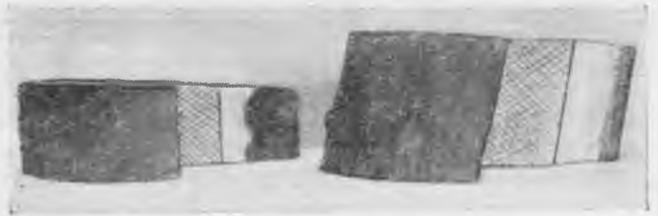


Рис. 7. Трещины в образцах 2 и 4.

Нет сомнения, что при обеспечении сетевых районов необходимым количеством резиновых шлангов, аппаратов и компрессорных установок ручная обработка древесины опор антисептиком в ближайшие годы будет полностью вытеснена механизированной.

## Выводы

1. Двухлетняя проверка разработанных в высоковольтных воздушных сетях энергосистемы аппаратов для обработки опор линий электропередачи распыляемым антисептиком показала их удовлетворительное качество. Эти аппараты могут быть приняты за основу при дальнейшей разработке механизированного антисептирования опор.

2. Эксперименты и опыт применения доказывают возможность механизированной обработки антисептиком опор, находящихся под напряжением линий электропередачи как ниже, так и выше уровня проводов при соблюдении расстояний, предусмотренных «Правилами техники безопасности» для линий соответствующего напряжения, и принятия дополнительных мер предосторожности.

3. Производительность труда при механизированном антисептировании в среднем в 2—2,5 раза выше, чем при ручной обработке опор. Имеются также большие возможности для дальнейшего ее увеличения за счет лучшего освоения оборудования и совершенствования организации труда. Стоимость такой обработки в среднем на 20% ниже, чем стоимость обработки кистями.

4. Качество механизированного нанесения антисептика значительно выше, чем при обработке опор кистями за счет лучшего заполнения распыляемым антисептиком трещин деталей опор.

5. При работе с распыляемым антисептиком необходима особая защита кожных покровов головы, глаз и дыхательных путей работающих. Эта защита может быть удовлетворительно осуществлена плексигласовым щитком с тканевыми накидкой и воротником. Для защиты тела с успехом применяются костюмы, покрытые казеиновым клеем и клеем БФ-4.

6. Преимущества механизированной обработки опор линий антисептиком выдвигают задачу широкого внедрения этого способа в энергосистемах Советского Союза и постепенной замены ручного антисептирования механизированным.



# О телеуправлении подстанцией<sup>1</sup>

Инж. В. М. Кедрин

При телемеханизации подстанции приходится определять минимальный объем работ, проведение которых необходимо для перевода подстанции на обслуживание без дежурного персонала и для повышения надежности электроснабжения.

Объем работ по телеизмерению и телесигнализации представляется обычно достаточно ясным, и выбор показаний приборов и сигналов, подлежащих передаче, не вызывает споров. Примерно также обстоит дело при решении вопроса о телеуправлении разъединителями: телеуправление ими в целях изменения схемы или режима подстанции следует рассматривать как редкое исключение; такой разъединитель при первой возможности подлежит замене выключателем для обеспечения надежности схемы. Нецелесообразно предусматривать телеуправление разъединителями для целей ремонта по следующим причинам: при ремонте необходимо, как того требуют правила безопасности, не только отключить разъединители, но и установить заземления, вывесить предупредительные плакаты и использовать блокировки. Затем лицом, убедившимся на месте в выполнении отключения и заземления, должен быть выдан ответственный допуск к работам на высоковольтной линии электропередачи. Ясно, что такие операции не могут быть выполнены с помощью телеуправления. Более того, правилами безопасности запрещено руководствоваться какими-либо сигналами и измерительными приборами при таком допуске.

Следовательно, допуск к работам должен производиться на месте лицом, убедившимся в полной безопасности работ. Такой допуск должен быть сделан выездным дежурным персоналом или дежурным на дому.

Иначе обстоит дело с выключателями: решение о телеуправлении выключателем более сложно, оно зависит от назначения и роли выключателя в схеме подстанции и в электрической схеме энергосистемы. Как правило, оно может быть принято только после анализа конкретной обстановки; однако некоторые общие положения, которыми следует руководствоваться, все же могут быть установлены, как это показано ниже.

Выключатели межсистемных связей. Можно считать, что телеуправление такими выключателями диспетчером объединенной энергосистемы или с диспетчерского пункта районного энергетического управления необходимо как для

условий нормального режима, так, в особенности, при различных нарушениях работы объединения.

Выключатели сети основного напряжения энергосистемы (220—110 кВ). Телеуправление такими выключателями с диспетчерского пункта энергосистемы или районного диспетчера необходимо не для всех выключателей.

В первую очередь следует обеспечить телеуправление выключателями для деления энергосистемы на участки, в целях изменения режима или для ликвидации аварий в энергосистеме. К таким выключателям относятся также все секционные выключатели сборных шин и те шинно-соединительные выключатели, которые могут рассматриваться как секционные при работе на двух системах шин с фиксированным распределением линий. Для выключателей радиальных линий, а также линий связи между электростанциями телеуправление, как правило, не следует предусматривать. Желательно иметь телеуправление с диспетчерского пункта энергосистемы выключателями кольцевых линий, особенно при отсутствии непрерывного дежурства на подстанциях.

Выключатели сети среднего напряжения (20—35 кВ). Телеуправление с диспетчерского пункта энергосистемы или района необходимо только для тех выключателей 20—35 кВ, которые установлены на линиях, входящих в районные и городские сети. Для последних следует особенно широко применять телеуправление выключателями. Для остальных выключателей сетей 20—35 кВ телеуправление необходимо в исключительных случаях, например для выключателей линий, имеющих существенное значение для работы энергосистемы.

Выключатели трансформаторов и их регулирующих устройств. Телеуправление такими выключателями требуется в редких случаях. Только для выключателей трансформаторов связи между энергосистемами в некоторых случаях нужно телеуправление с диспетчерского пункта энергосистемы или объединения.

Управление выключателями трансформаторов должно иметь автоматику на месте: автоматическое включение резерва, автоматическое отключение и включение по условиям экономичности работы в зависимости от графика нагрузки, автоматические устройства регулирования напряжения у трансформаторов с изменением коэффициента трансформации под нагрузкой. Исключением являются трансформаторы, регулирующие обмен активной и реактивной мощности между энергосистемами, где в ряде случаев желательно иметь телеуправление.

<sup>1</sup> В порядке обсуждения статьи Е. Д. Зейлидзона, „Электрические станции“, 1952, № 11.

Выключатели на линиях к потребителям. Как правило, вопрос о телеуправлении такими выключателями возникает только на подстанциях, где отсутствует непрерывное дежурство. Телеуправление предназначается для целей ремонтов у потребителей, что нецелесообразно по тем же причинам, какие были приведены для мотивировки нецелесообразности телеуправления разъединителями.

Однако на практике имеются случаи оборудования выключателей потребительских линий телеуправлением. Так, в одной энергосистеме было выполнено телеуправление выключателями линий 6 кв потребителей и снято дежурство на подстанции 35 кв. Обслуживание потребителей организовано таким образом, что по заявке потребителя линия для ремонта отключается только телеуправляемым выключателем, а потребитель сам

должен явиться на подстанцию и отключить столбовой разъединитель на первой опоре у подстанций. Такой порядок обслуживания потребителей не может быть рекомендован: телеуправление в этом случае народнохозяйственного эффекта не дает; обязанности энергосистемы перекладываются на потребителя и создаются условия для нарушения правил безопасности, так как часто потребители расположены на большом расстоянии от подстанции. При кабельных сетях вообще такой порядок осуществить нельзя, так как нет столбового разъединителя.

**Синхронные компенсаторы.** Телеуправление синхронными компенсаторами должно, как правило, каждый раз предусматриваться. При этом следует обеспечить телеуправление операциями пуска и остановки компенсаторов.

□ □ □

## Регенерация трансформаторного масла силикагелем с присадкой щелочи

Инж. И. С. Спирин

Регенерация трансформаторного масла без слива его из аппарата ведется, как известно, путем фильтрования масла через слой силикагеля, помещенного в стальной барабан, называемый адсорбером или перколятором.

На рис. 1 изображен адсорбер, позволяющий получать хорошие практические результаты. Емкость указанного адсорбера составляет 60 кг силикагеля. Регенерация ведется по схеме, указанной на рис. 2.

Несмотря на удобство и простоту этого метода регенерации, эффективность его не всегда достаточно высока. Для успешного завершения регенерации требуется подогрев регенерируемого масла до 50°С и выше. Достижение такого нагрева масла, а главное поддержание его на этом уровне за время регенерации на открытой подстанции в холодное время года затруднительно. Для осуществления подогрева требуется установка специального подогревателя по ходу масла, что связано с пожарной опасностью и другими затруднениями.

Некоторые сорта силикагеля обладают значительной активностью к поглощению кислых продуктов старения масла, что вызывает большой расход силикагеля, достигающий в отдельных случаях 10% к весу масла.

Водорастворимые в масле кислоты, являющиеся в сущности основным браковочным признаком трансформаторного масла, особенно плохо поглощаются силикагелем. В некоторых случаях кислая реакция масла не исчезает после длительной регенерации даже с большим расходом силикагеля, если масло было нагрето менее чем до 50°С.

Промышленность выпускает силикагель очень неоднородного качества. ГОСТ на силикагель не предусматривает определение адсорбционной способности. Некоторые сорта силикагеля (мелкопористые) вообще непригодны для целей регенерации масел. Лабораторное определение пригодности силикагеля для регенерации масла не всегда дает правильный ответ, в результате чего имеют место случаи недостаточно эффективной регенерации масел.

Задача эффективной и экономичной регенерации масла до приемлемых показателей в одной энергосистеме решена путем небольшой присадки к силикагелю каустической щелочи (едкого натра, едкого калия или натронной извести).

Щелочь закладывается в адсорбер в мелко-раздробленном состоянии несколькими последовательными слоями. Расположение слоев щелочи и силикагеля в адсорбере указано на рис. 3. Количество закладываемой щелочи составляет 7% к весу силикагеля. В случае низкой температуры масла (см. ниже) количество присадки можно увеличить до 10%. Регенерация масла ведется также по схеме, изображенной на рис. 1. При прохождении через адсорбер масло соприкасается с активной поверхностью щелочи, и находящиеся в нем кислоты нейтрализуются, превращаясь в нейтральные соли, которые поглощаются силикагелем; в результате содержащиеся в масле водорастворимые кислоты полностью и быстро уничтожаются и кислотное число значительно снижается.

После адсорбера масло прокачивается через фильтр-пресс, где оно очищается от увлеченной пыли силикагеля и взвешенных веществ.

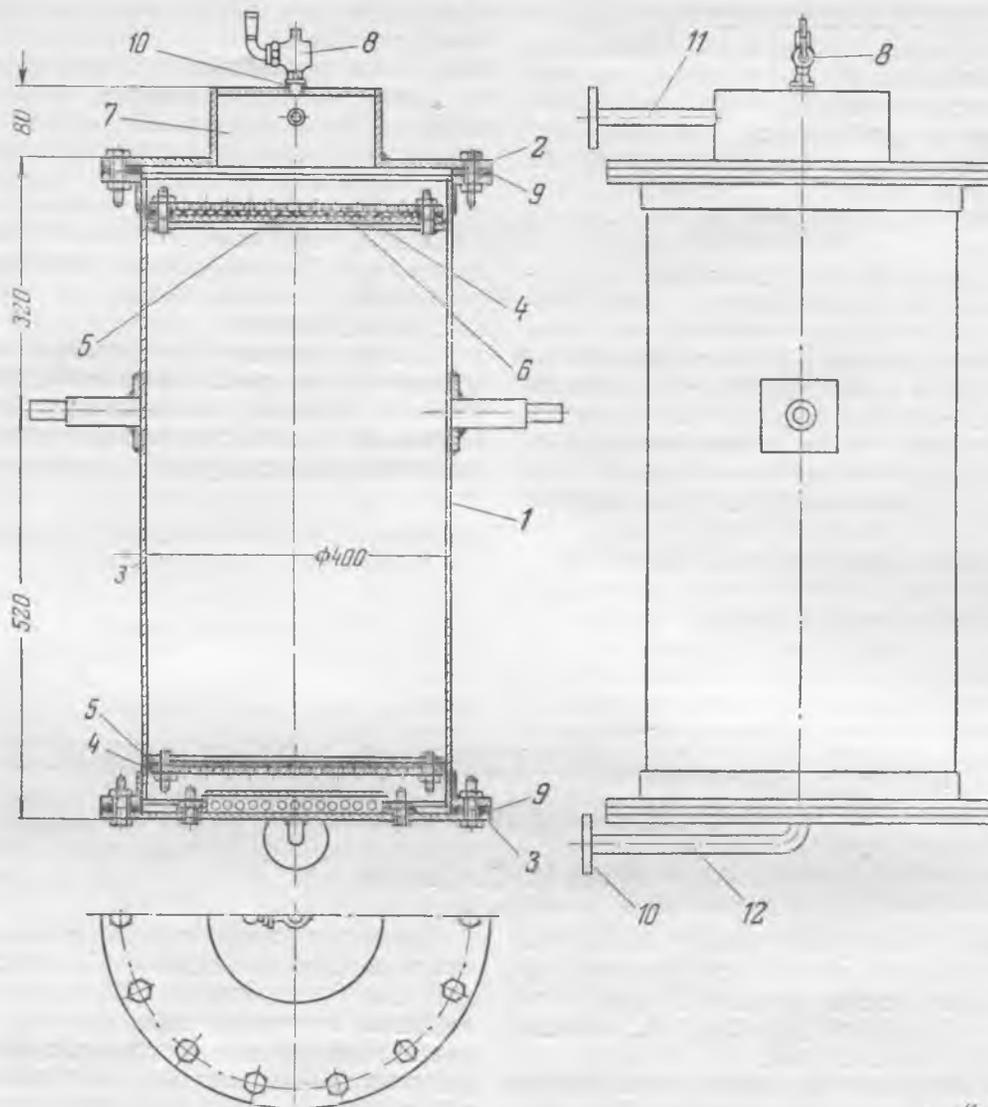


Рис. 1. Адсорбер.

1—корпус; 2—крышка; 3—дно; 4—перфорированный диск; 5—проволочная сетка; 6—фильтрующая прокладка; 7—воздухосборник; 8—кран 6,4 мм; 9—прокладка; 10—малая прокладка; 11—верхняя труба; 12—нижняя труба.

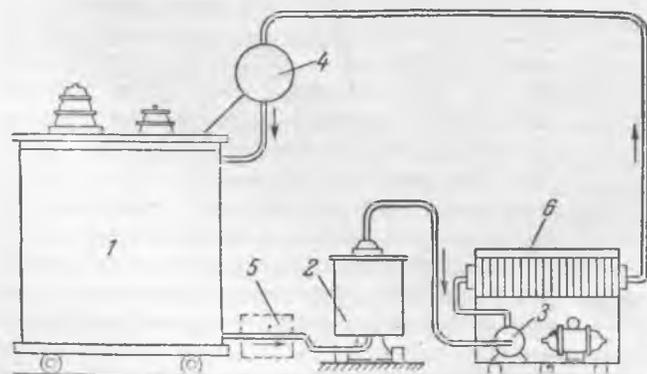


Рис. 2. Схема регенерации масла силикагелем.

1—бак; 2—адсорбер; 3—насос; 4—расширитель трансформатора; 5—подогреватель масла; 6—фильтрпресс.

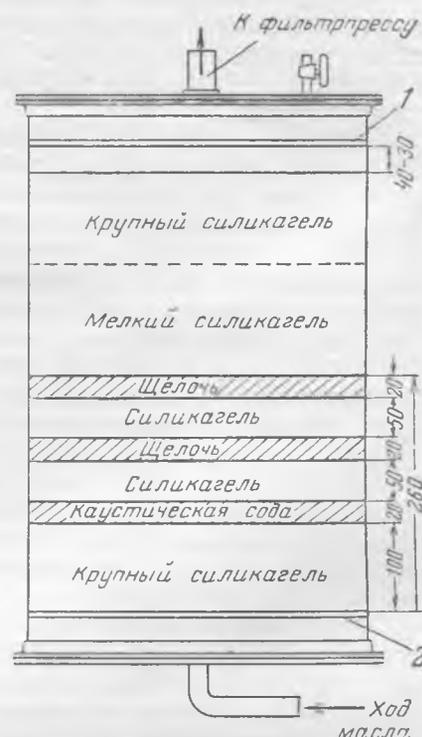


Рис. 3. Схема заполнения адсорбера щелочью и силикагелем.

1—диск и сетка; 2—ложное дно.

Время, необходимое для регенерации масла силикагелем с присадкой щелочи, с достаточной точностью определяется по формуле

$$T = \frac{3 \cdot D}{q \cdot k},$$

где  $T$  — время регенерации, час.;  
 $D$  — количество регенерируемого масла,  $t$ ;  
 $q$  — производительность фильтр-пресса,  $t/час$ ;  
 $k$  — коэффициент, зависящий от вязкости масла, от температуры, высоты подъема масла и других условий, в которых проходит регенерация масла (находится эмпирически; ориентировочно можно принять для летнего времени при наличии силикагеля крупностью зерен 5—6 мм  $k = 0,9 - 0,8$ , без учета других факторов, и для зимнего времени  $k = 0,4 - 0,6$ ).

Можно считать, что вполне достаточно трех циркуляционных оборотов всего количества масла через адсорбер, чтобы получить масло с нейтральной реакцией и снижением кислотного числа на 70% против первоначального.

Например, для регенерации 17 т масла с кислотным числом 0,19 мг КОН на 1 г масла, кислой реакцией водной вытяжки, при температуре масла в среднем — 2° С, высоте подъема масла 5 м, размере зерен силикагеля 3—4 мм, производительности фильтр-пресса 3 т/час время, потребное для регенерации, составит:

$$T = \frac{3 \cdot D}{q \cdot k} = \frac{3 \cdot 17}{3 \cdot 0,4} = 43 \text{ часа при } k = 0,4.$$

По окончании регенерации силикагель из адсорбера выгружается обычным порядком и подвергается обжигу для последующего использования.

Щелочь и небольшое количество смешанного с ней силикагеля выбрасываются, являясь неизбежной потерей.

Опытом эксплуатации установлено, что при регенерации сухого трансформаторного масла (диэлектрическая прочность не ниже 20 кВ) с кислой реакцией водной вытяжки и кислотным числом до 0,25 мг КОН при температуре масла не

выше 30° С, явлений омыления и эмульсации масел не происходит. Полученные результаты регенерации сведены в таблице.

#### Результаты регенерации трансформаторных масел силикагелем с присадкой щелочи

№ п.п.	Масло до регенерации		Масло после регенерации				
	Кислотное число, мг КОН на 1 г масла	Реакция водной вытяжки	Кислотное число, мг КОН на 1 г масла	Реакция водной вытяжки	Стабильность по ВТИ		Зольность, %
					Кислотное число, мг КОН на 1 г масла	Осадок, %	
1	0,19	Кислая	0,07	Нейтральная	0,18	0,024	0,001
2	0,12		0,07		0,29	0,063	0,005
3	0,15		0,10		—	—	—
4	0,16		0,08		0,12	0,07	—
5	0,15		0,08		0,25	0,04	—
6	0,25		0,08		0,18	0,048	—

В течение более чем годовой эксплуатации масло сохранило свои качества и стабильно против старения.

Указанным способом в системе отрегенировано более 100 т трансформаторного масла.

### Выводы

Регенерация трансформаторного масла с присадкой щелочи имеет следующие преимущества по сравнению с регенерацией одним силикагелем.

1. Достигается полное уничтожение водорастворимых кислот со значительным снижением кислотного числа и удовлетворительная стабильность.

2. Имеется возможность регенерации масла при низких температурах, без подогрева. Так, например, масло в количестве 14 т (см. строку 2 таблицы) получено при регенерации без слива из находящегося в резерве трансформатора, при температуре масла до —7° С. На регенерацию израсходовано 50 кг силикагеля и 6,5 кг технического едкого натра. Процесс регенерации длился 48 час.

3. Расходуется силикагеля примерно в 7 раз меньше по сравнению с регенерацией одним силикагелем для достижения таких же результатов.

□ □ □

## Из опыта монтажа котлов башенными кранами

При разработке рабочего проекта организации монтажа оборудования одной крупной грЭС в качестве основных грузоподъемных механизмов были приняты башенные краны грузоподъемностью 25 т, с помощью которых производится также монтаж строительных металлоконструкций главного корпуса.

Двумя башенными кранами производился крупноблочный монтаж четырех котельных агрегатов одновременно.

В котельной устанавливались двойные двухконтурные котлы производительностью 110 т/час. Первичный контур котлоагрегатов, работающий с давлением 180 атм, состоит из котельного пучка с двумя барабанами и задних экранов, а вторичный контур, работающий с давлением 105 атм, — из двух барабанов с размещенными в них 36 испарительными элементами, фронтального, боковых и промежуточного заднего экранов.

Пароперегреватель котла состоит из двух частей: радиационного, размещенного на фронтальной стене топки, и конвективного змеевикового пароперегревателя, размещенного за котельным пучком.

Котлоагрегат снабжен ребристым водяным экономайзером и двухступенчатым воздухоподогревателем, состоящим из двух групп — ребристого воздухоподогревателя (первая ступень) и трубчатого воздухоподогревателя (вторая ступень).

### Принципиальная схема монтажа

Проектом организации монтажных работ предусматривался поточный монтаж котлов крупными блоками при максимально возможном для данного типа котла коэффициенте блочности. Блоками монтируются все элементы котлов. На рис. 1 показана принципиальная схема разбивки котла на блоки. В табл. 1, составленной на основе данных технологических карт, приведены характеристики блочности при монтаже двухконтурного котла.

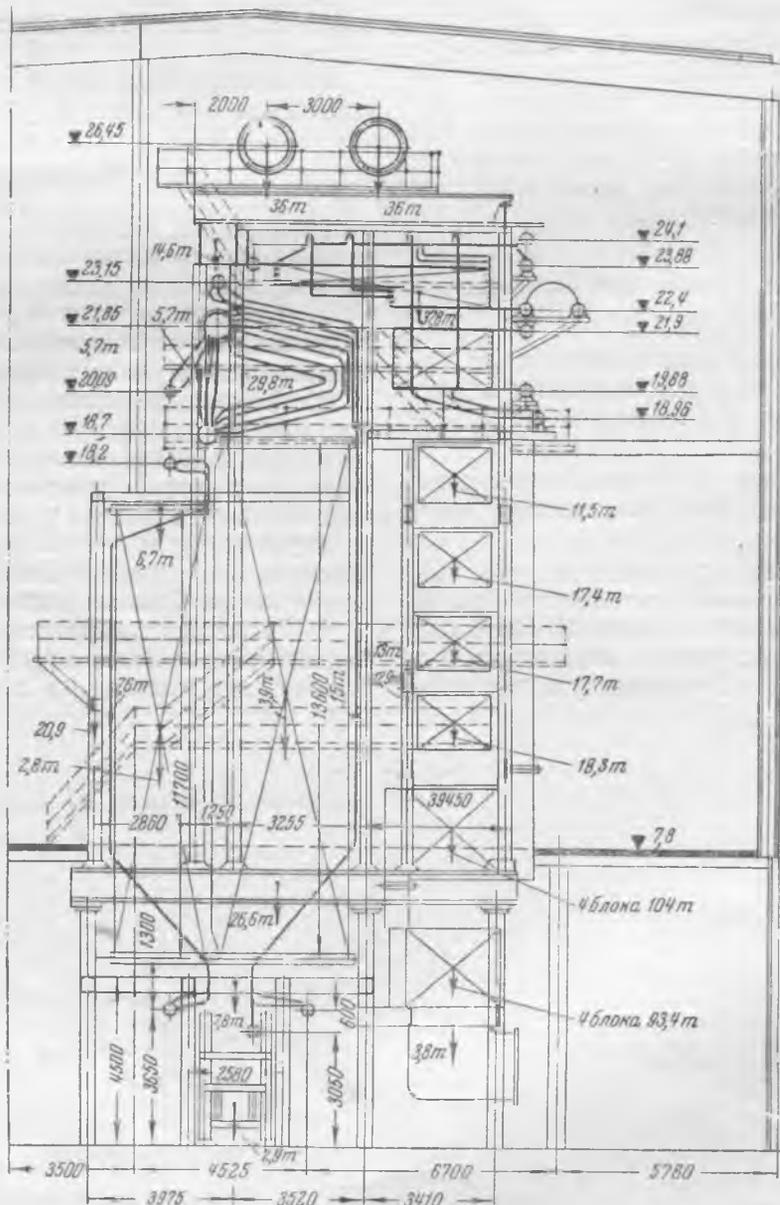


Рис. 1. Принципиальная схема разбивки котла на блоки.

Таблица 1

Наименование оборудования	Общий вес, т		Количество блоков	Вес блоков	
	оборудования	блоков		максимальный	средний
Каркас котла с обшивкой, помосты, лестницы и металлические детали обмуровки . . . . .	293,4	194,5	19	26,6	14,3
Барабаны вторичного контура с испарительными элементами . . . . .	90,0	72	2	36	—
Котельный пучок с барабанами первичного контура . . . . .	51,5	59,6	2	29,8	29,8
Конвективный пароперегреватель с регулятором перегрева . . . . .	53,6	75,6	2	37,8	37,8
Радиационный пароперегреватель . . . . .	12,5	15,2	2	7,6	7,6
Экраны (боковые, задние и фронтные) с опускными трубами . . . . .	58,5	54,9	10	15,1	5,5
Соединительные трубы экранов и контура 180 ат . . . . .	9,7	2,7	4	1,0	0,7
Водяной экономайзер . . . . .	92,6	106,6	6	18,3	17,7
Воздухоподогреватели . . . . .	228,6	220,4	10	26,1	22,0
Пароперепускной пучок и наружные трубопроводы . . . . .	20,6	4,9	2	3,1	2,45
Горелки . . . . .	8,0	—	—	—	—
<b>Итого . . . . .</b>	<b>919,0</b>	<b>806,4</b>	<b>59</b>	<b>37,8</b>	<b>15,5</b>

Примечания: 1. В блоки котельного пучка вошли верхние концы труб задних экранов.  
 2. В блоки радиационного и конвективного пароперегревателей вошли трубы и камеры наружных трубопроводов котла.  
 3. В блоки конвективного пароперегревателя и водяного экономайзера вошли детали каркаса котла.  
 4. В блок фронтной стены каркаса вошли горелки.

Таблица 2

Наименование узлов	Диаметр труб, мм	Количество сваренных стыков
<i>При сборке блоков</i>		
Экраны . . . . .	57 × 5,5	298
	57 × 8	152
Котельный пучок . . . . .	57 × 7,25	334
Радиационный пароперегреватель . . . . .	42 × 6	202
Конвективный пароперегреватель высокого давления . . . . .	35 × 4	544
Конвективный вторичный пароперегреватель . . . . .	38 × 3,5	128
Водяной экономайзер . . . . .	76 × 6,5	558
<b>Итого . . . . .</b>	<b>—</b>	<b>2216</b>
<i>При монтаже</i>		
Экраны . . . . .	57 × 5,5	163
Котельный пучок . . . . .	57 × 7,25	—
Радиационный пароперегреватель . . . . .	42 × 6	—
Конвективный пароперегреватель высокого давления . . . . .	35 × 4	—
Конвективный вторичный пароперегреватель . . . . .	38 × 3,5	—
Водяной экономайзер . . . . .	76 × 6,5	36
<b>Итого . . . . .</b>	<b>—</b>	<b>199</b>
<b>Всего . . . . .</b>	<b>—</b>	<b>2415</b>

Средний коэффициент блочности составляет 88%.

Особый интерес представляет решение смонтировать двумя блоками котельный пучок вместе с барабанами первичного контура и верхними концами труб задних крайних экранов. Вес такого блока составлял 29,8 т.

Не менее интересными получились блоки конвективного пароперегревателя, собранные вместе с потолочным перекрытием и частью каркаса задней стены. В блок вошли змеевики конвективного пароперегревателя высокого давления, змеевики вторичного конвективного пароперегревателя, трубы и прочие детали подвесной системы, все камеры и регулятор перегрева и часть деталей наружного трубопровода. Общий вес блока составил 37,8 т.

При сборке блоков были заварены все стыки на трубах и змеевиках, проведена термообработка стыков, выверка и закрепление всех труб и змеевиков и гидравлическое испытание смонтированного полностью блока пароперегревателя. После подъема, установки блока на место и выверки его монтаж полностью закончен.

При установке блоков котельного пучка на месте производилась стыковка и сварка лишь 163 труб задних экранов. Других сварочных работ по поверхности нагрева внутри котла не производилось.

Распределение работ по сварке труб поверхности нагрева приведено в табл. 2.

Данные табл. 2 показывают, что только 199 стыков из 2415, или 8%, завариваются по месту, а все остальные — при сборке блоков. Это обстоятельство имеет огромное значение и характеризует правильность принятых решений.

Как сказано было выше, монтаж всего оборудования и металлоконструкций здания котельной производился двумя башенными кранами, перемещаемыми вдоль задней стены котельной (со стороны дымовых труб и дымососной).

Подача блоков и отдельных деталей производилась по железнодорожному пути, проложенному под кранами и идущему вдоль здания котельной. Таким образом, подъем всех блоков к месту установки производился через металлоконструкции стены здания, через проемы между балками перекрытия кровли.

Подъем тяжелых блоков и барабанов вторичного контура производился двумя башенными кранами. Учитывая, что одновременно монтировались четыре котла, металлоконструкции здания, оборудование насосной и стационарные трубопроводы, идущие вдоль задней стены здания, загрузку башенных кранов можно считать довольно высокой.

### Сборка блоков

Сборка блоков каркаса и экранов производилась на сборочной площадке при помощи порталного и железнодорожного кранов. Блоки котельного пучка с барабанами первичного контура собирались на четырехосной железнодорожной платформе, установленной в помещении трубной мастерской. На рис. 2 приведен эскиз таких блоков, собираемых при горизонтальном расположении барабанов, т. е. практически без специальных приспособлений.

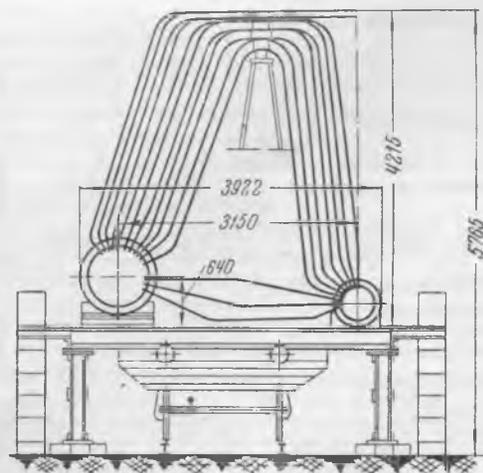


Рис. 2. Блок котельного пучка с барабанами первичного контура.

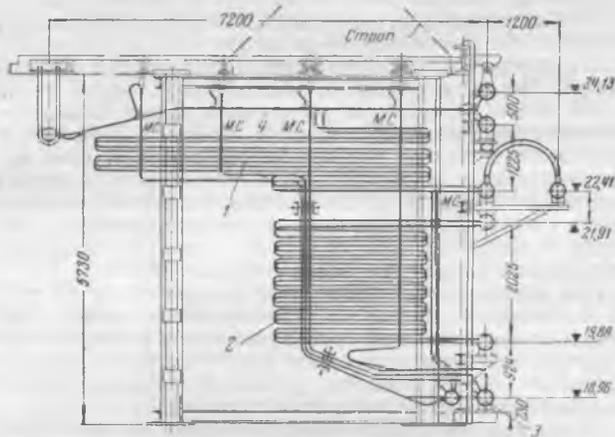


Рис. 3. Блок конвективного пароперегревателя.

1—пароперегреватель высокого давления; 2—вторичный пароперегреватель; 3—регулятор перегрева; 4—потолочные трубы подвесной системы; МС—монтажный стык.

На железнодорожной платформе одновременно собирались два блока (на один котел). Преимущества такой организации работ по сборке блоков вполне очевидны.

Блоки конвективного пароперегревателя (рис. 3) собирались между башенными кранами на специальных каркасах.

Каркас потолочного перекрытия котла собирался в блок заблаговременно на сборочной площадке и подавался в зону действия кранов. Туда же подавались: собранный на той же площадке каркас-приспособление, заранее подготовленные и опрессованные камеры, регулятор перегрева, змеевики и прочие элементы и детали блока.

Первыми на приспособлении устанавливались блок каркаса потолочного перекрытия и детали задней стены каркаса котла, затем — опоры и подвески камер и змеевиков, после чего производились установка и выверка камер и регулятора перегрева и, наконец, монтаж змеевиков пароперегревателя высокого давления и вторичного пароперегревателя, а также труб подвесной системы.

Состав блока конвективного пароперегревателя приведен в табл. 3.

Таблица 3

Элементы блока	Количество	Общий вес, т
Блок каркаса потолка . . . . .	1	5,7
Детали задней стены каркаса	22	1,8
Опоры камер и регулятора перегрева . . . . .	1 компл.	1,2
Детали креплений подвесных труб . . . . .	128	0,35
Камеры . . . . .	10	6,2
Регулятор перегрева . . . . .	1	1,9
Змеевики вторичного пароперегревателя . . . . .	64	7,8
Змеевики пароперегревателя высокого давления . . . . .	64	6,92
Трубы подвесной системы и соединительные . . . . .	288	5,3
Часть наружных трубопроводов . . . . .	5	0,3
Прочие детали . . . . .	—	0,33
Всего . . . . .	—	37,8
Каркас-приспособление . . . . .	1 компл.	2,4

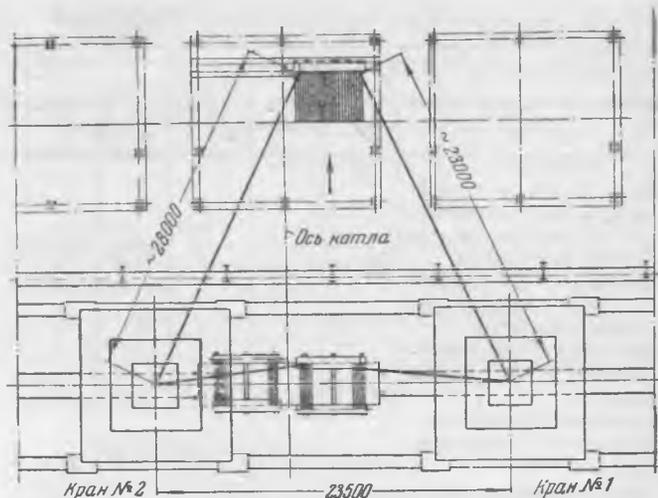


Рис. 4. Расстановка башенных кранов при подъеме блоков котельного пучка.

### Организация монтажных подъемов

Подъем блоков, собранных заблаговременно и доставленных к месту установки на железнодорожных платформах, производился одним или двумя башенными кранами. Блоки котельного пучка с барабанами первичного контура

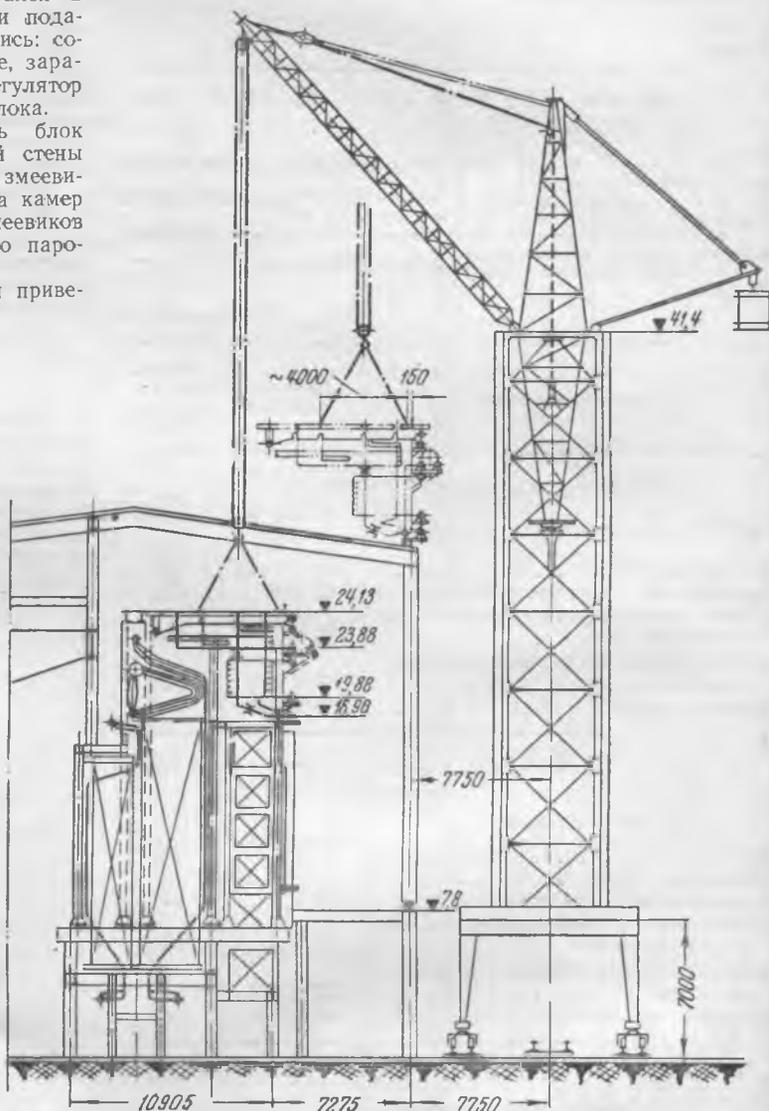


Рис. 5. Схема подъема блока конвективного пароперегревателя.

поднимались двумя башенными кранами. Подъем их происходил в следующем порядке:

1. Блок приподнимался над платформой двумя кранами при строповке за оба барабана, платформа откатывалась и блок опускался на землю между кранами.

2. Производилась перестроповка кранов за оба конца верхнего большого барабана и подъем блока из горизонтального в вертикальное положение. Так как центр тяжести блока проходит на расстоянии 650 мм от вертикальной оси верхнего барабана, строповка за барабан производилась с установкой подкладок со стороны трубной системы.

3. В таком положении производился подъем блока на котел и заводка под несущую балку, к которой верхний барабан подвешивался заранее поднятыми хомутами.

4. Окончательная выверка блока в вертикальном положении производилась при помощи горизонтальных оттяжек, укрепленных на нижнем барабане.

Подъем блоков конвективного пароперегревателя производился двумя башенными кранами и установка на место осуществлялась без перестроповки.

На рис. 4 и 5 показаны эскиз расстановки кранов и схема подъема блока конвективного пароперегревателя.

Подъем барабанов вторичного контура производился также двумя кранами с разворотом на 90° при проходе между балками перекрытия кровли здания котельной.

Трудозатраты на сборку и монтаж металлической части котла составили 5,9 чел.-дня на 1 т и распределяются следующим образом (табл. 4).

Таблица 4

Наименование работ	Вес оборудования, т	Трудозатраты, чел.-дни	Удельный вес, %
Изготовление приспособлений для сборки блоков . . . . .	12,1	115	~12
Сборка блоков . . . . .	806	2464	~45
Монтаж блоков и отдельных элементов . . . . .	919	2308	~43
Вспомогательные работы . . . . .	—	533	~10
Всего . . . . .	—	5420	100

### Выводы

Использование башенных кранов при совмещенном монтаже оборудования и металлоконструкций главного корпуса грэс обеспечивает высокий коэффициент блочности и полное использование грузоподъемности и производительности кранов при поточном монтаже нескольких котельных агрегатов.

Инж. Ф. Г. Логунов

## Использование водорода при газовой резке металлов

Использование газов-заменителей ацетилена при газовой резке металлов за последние годы во всех отраслях промышленности значительно расширилось.

Применение на электростанциях электролизных установок для обеспечения водородом турбогенераторов с водородным охлаждением открывает возможность использования водорода и для газовой резки металлов.

На одной электростанции, имеющей электролизную установку, вырабатывающую достаточное количество водорода, газовая резка стали была полностью переведена во всех цехах на водород.

При капитальном ремонте двух котлов средней мощности, на одном из которых была произведена замена гранулятора холодной воронкой с полным демонтажем шлакового бункера, а на втором — смена трубчатого воздухоподогревателя, все работы по газовой резке стали производились исключительно с применением водорода. Ацетилен расходовался только для газовой сварки.

Применение водорода в баллонах при газовой резке металлов мало отличается от применения ацетилена в баллонах.

Для резки использовались стандартные резаки типа УР-49. Снижение давления водорода в баллонах производилось помощью стандартных кислородных редукторов типа РК-47 и РДС, причем на редукторах переделывались штуцеры и накидные гайки для возможности подсоединения к водородным баллонам. Для подачи водорода к резаку использовались ацетиленовые шланги.

Температура кислородного пламени при водороде (2100°С) значительно ниже, чем при ацетилене (3100°С), но это имеет значение только при газовой сварке. При газовой резке металла температура кислородного пламени может быть значительно ниже, но должна быть достаточной для нагрева металла до температуры воспламенения, которая для стали составляет около 1600°С. В дальнейшем при сгорании стали в струе кислорода происходит выделение большого количества тепла (порядка 1200 кал/кг сгоревшей стали), которое обеспечивает необходимую скорость резки.

Проведенные испытания показали, что скорость газовой резки стали с использованием в качестве горючего водорода такая же, как при ацетилене, а при резке стали с заржавевшей поверхностью — даже выше.

Скорость резки 8-мм листовой стали составила 450 мм/мин при использовании водорода и 400 мм/мин при использовании ацетилена; в обоих случаях резку производил один и тот же рабочий одним и тем же резаком.

При резке стали со значительным слоем ржавчины резак «хлопает» значительно меньше при использовании водорода, чем ацетилена низкого давления, за счет более высокого давления горючего газа.

Газовая резка круглой стали диаметром 120 мм с применением водорода не представляла трудностей.

В одном резаке типа УР были произведены переделки согласно руководящим материалам ВНИИАвтоген «Использование газов-заменителей ацетилена при газовой резке металлов»: увеличен диаметр смесительной камеры до 3 мм, установлен инжектор с отверстием диаметром 0,9 мм, увеличен диаметр наружного мундштука до 5,2 мм. Эти мероприятия дали незначительные результаты по увеличению скорости резки, поэтому остальные резаки не переделывались.

Для водорода была выполнена постоянная разводка; давление водорода в системе поддерживалось от 0,1 до 0,3 атм в зависимости от количества одновременно работающих газорезчиков. При подаче водорода из баллонов установки гидравлических затворов не требуется. Расход водорода составляет 1,5—2 баллона на баллон кислорода.

Водородно-кислородное пламя не имеет резких очертаний, что затрудняет регулирование пламени по внешнему виду, однако газорезчики быстро приобретают необходимый навык, ориентируясь на интенсивность резки.

Водород для резки должен удовлетворять условиям ГОСТ 3022-45; содержание кислорода в водороде свыше 0,5% не допускается.

Трубопроводы и шланги для водорода перед началом резки необходимо хорошо продуть и проверить. При содержании водорода в окружающем воздухе свыше 5%, как известно, образуется взрывоопасная смесь. Остальные мероприятия по технике безопасности такие же, как и при применении ацетилена.

Иногда место случая загорания водорода, выходящего через неплотности шланга, которые легко ликвидировались сбиванием пламени или пережатием шланга.

Для сварки водород может применяться только при неотвественных соединениях с толщиной свариваемых деталей не свыше 4 мм; при этом применяются обычно ацетилено-кислородные горелки.

В случае работы электролизной установки на высоком давлении в ресивере при подаче водорода для подпитки турбогенераторов требуется установка дополнительных ресиверов для водорода, предназначенного для резки. Возможно выполнение постоянной разводки по цехам с установкой минимального количества постов.

Более полное использование производительности электролизной установки снизит эксплуатационные расходы по водородному охлаждению турбогенераторов и позволит повысить качество водорода, так как чистота водорода, получаемого в электролизной установке, зависит от ее загрузки; при низких нагрузках чистота водорода снижается. Кроме того, применение водорода позволит значительно сократить расход карбида.

## Выводы

1. Описанный опыт применения водорода при газовой резке стали подтверждает возможность его широкого применения.

2. При проектировании новых электролизных установок необходимо предусматривать комплексное использование водорода.

Инж. В. Н. Карпинский

## Об электроснабжении крупного строительства

Статья инж. А. Я. Белоголова «Опыт энергоснабжения крупного строительства»<sup>1</sup> вызвала широкий обмен мнений среди членов НИТОЭ, работников проектных и монтажных организаций.

Известно, что крупные современные стройки с большим числом новейших строительных механизмов потребляют огромное количество электроэнергии.

Электроснабжение современных крупных строителей не может в подавляющем большинстве случаев базироваться на старых методах обеспечения электроэнергией путем сооружения местной электростанции, покрывающей нужды строительства. Поэтому совершенно правильно в статье инж. Белоголова поставлен вопрос о целесообразном сооружении постоянной линии электропередачи высокого напряжения от ближайшей энергосистемы к строительной площадке, в район будущей подстанции.

Сооружение линии электропередачи в район гидроэлектростанций должно проектироваться не из соображений обеспечения нагрузок строительства, а исходя из условия будущей параллельной работы гидростанции с ближайшей энергосистемой. Естественно, что уровень изоляции линии электропередачи и сечение проводов должны выбираться из расчета получения максимального экономического эффекта параллельной работы этих электростанций.

В отдельных случаях может возникнуть необходимость в сооружении второй линии электропередачи не только к моменту пуска в эксплуатацию гидроэлектростанции, но даже несколько раньше этого срока в связи с быстрым ростом нагрузок потребителей электроэнергии в районе строительства, косвенно связанных или вовсе не связанных со строительством гидротехнического узла.

Приведенная инж. А. Я. Белоголовым на рис. 1 схема электроснабжения строительства гЭС не может вызвать возражений, так как этой схемой предусмотрены глубокие вводы высокого напряжения к основным потребителям электроэнергии, дающие, как известно, наименьшие потери электроэнергии в питательных магистралях, а также экономно цветных металлов и других материалов.

В статье правильно указано, что схема электроснабжения района крупного строительства будет состоять из двух составляющих. Одна часть схемы будет сооружаться как постоянно действующие электроустановки, а другая как временные. Сооружение постоянных участков электрической схемы электроснабжения необходимо так увязать с общим планом работ строительства, чтобы можно было максимально использовать их для нужд строительства.

<sup>1</sup> См. «Электрические станции», 1952, № 11.

По окончании строительства эти участки составят звенья новой схемы электроснабжения населенного района, созданного данным строительством. Это соображение в одинаковой степени правильно как для высоковольтных участков, так и для низковольтных линий.

В интересах ускорения строительства линий электропередачи необходимо максимально механизировать процесс их сооружения. Имеющийся опыт в части использования подъемных кранов и буровых машин для выполнения котлованов под опоры линий, применение блочного и поточно-скоростного метода сооружения электроустановок, должны найти широкое применение.

В отношении типов выбранных трансформаторных подстанций автор в основном правильно указывает, что следует предусматривать возможность перемещения подстанций распределительной сети не только в пределах данного строительства, но даже для передачи их другим стройкам.

Автор описывает применение для этой цели только комплектных передвижных подстанций с трансформаторами 100—560 кВА при напряжении 6 кВ, считая, что подстанции 35 кВ должны монтироваться открытого типа на деревянных конструкциях. Такое решение рекомендуется, повидимому, потому, что наша промышленность еще не выпускает комплектных подстанций 35 кВ.

Отсутствие передвижных комплектных трансформаторных подстанций 35 кВ на строительстве может послужить некоторым тормозом для разворота строительства и применения имеющихся передвижных комплектных подстанций 6 кВ на первом этапе строительства. Поэтому внедрению передвижных комплектных трансформаторных подстанций 35 кВ следует придать большее значение.

Передвижные 35 кВ подстанции следует предусмотреть двух типов. Одни должны быть смонтированы как передвижные комплектные подстанции, а другие должны состоять из отдельных узлов, позволяющих быстрый их монтаж на строительной площадке и обеспечивающих свободную их перевозку с одной стройки на другую.

Автор правильно указывает, что для временных участков линий электропередачи выбор сечений проводов следует производить по нагреву или по допустимой потере напряжения. Однако для тех участков цели схемы электроснабжения, которые будут носить постоянный характер, выбор сечений проводов, естественно, должен производиться по экономической плотности тока.

Нельзя согласиться с автором, что на линиях электропередачи 35 кВ предусматриваются только алюминиевые и сталь-алюминиевые провода. На временных участках линии следует применять и стальные провода соответствующего сечения, в особенности к тупиковым подстанциям с небольшой мощностью трансформаторов. Это соображение также распространяется и на временные участки линий 6 и 0,4 кВ.

В заключение следует отметить, что статью было бы правильно озаглавить «Опыт электроснабжения крупного гидротехнического строительства», так как в ней идет речь только об одном виде энергоснабжения — электроснабжении строительства (и совершенно не упоминается о других энергоносителях).

Следует пожалеть, что редакция журнала «Электрические станции» не придала этой статье должного значения и не призвала своих читателей обменяться мнением и поделиться опытом по затронутым в ней вопросам.

Опыт электроснабжения крупного гидротехнического строительства следует тщательно рассмотреть, чтобы принять рациональные решения.

Инж. А. С. Лубинский



# ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

## Повышение плотности конденсатора, работающего на морской воде

На одной тэц отработавший в паровых турбинах высокого давления пар конденсируется в поверхностных конденсаторах морской водой и используется для питания прямоточных котлов. В конденсаторах паровых турбин в зимний период из-за низкой температуры поступающей морской воды ( $1 \div 2^\circ\text{C}$ ) очень часто происходит нарушение плотности в местах вальцовок трубок, что приводит к загрязнению конденсата, недопустимого в условиях работы прямоточных котлов высокого давления.

Расстройство вальцовок концов конденсаторных трубок в этот период происходит преимущественно из-за чрезмерно больших термических напряжений отдельных частей конденсатора вследствие резкого понижения температуры охлаждающей воды.

В летний период подобных нарушений плотности наблюдается значительно меньше, так как летом нет таких резких снижений температуры охлаждающей воды.

Для повышения надежности и экономичности тэц намечено было смешивать холодную морскую воду до поступления в конденсаторы с выходящей из конденсаторов морской водой и подавать в конденсаторы воду с температурой  $8 \div 9$  вместо  $1 \div 2^\circ\text{C}$ .

Смешивание морской воды при помощи рециркуляции часто осуществляется в приемных бассейнах электростанций.

В связи с отсутствием на тэц приемных бассейнов и циркуляционных насосов по предложению автора был применен элеватор (смеситель типа водоструйных эжекторов) по типу применяемых в теплофикационных системах.

В качестве смесителя был принят водоструйный эжектор-элеватор конструкции ВТИ, который был детально рассчитан в связи с необычным для теплофикации расходом воды. Элеваторы-смесители были изготовлены мастерскими тэц, смонтированы и включены в работу на двух турбинах (см. рисунок). После включения смесителей температура охлаждающей воды в конденсаторах независимо от температуры морской воды и изменений режимов работы турбин практически поддерживается постоянной путем количественного регулирования воды.

Данные испытаний смесителя воды у конденсатора одной турбины при работе центральной береговой насосной приведены в таблице.

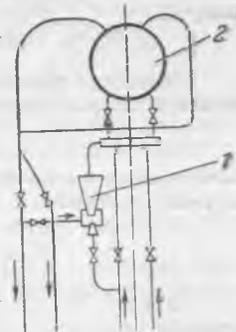
Осуществление этого мероприятия, повидимому, позволило снять чрезмерные термические напряжения в кон-

Наименование	Расчетные данные	Насосная № 2 (12/1 1953 г.)	Насосная № 3 (28/1 1953 г.)
Абсолютное давление рабочей воды (холодной), м вод. ст.	28	24,5	36,5
Абсолютное давление инжектируемой воды (теплой из конденсатора), м вод. ст.	13	13	13
Абсолютное давление смешанной воды (поступающей в конденсатор), м вод. ст.	18,4	15,8	19
Расход холодной воды, м <sup>3</sup> /час	1 400	1 450	1 810
Расход инжектируемой воды (теплой), м <sup>3</sup> /час	700	650	970
Коэффициент инжекции	0,5	0,452	0,527
Расход смешанной воды, м <sup>3</sup> /час	2 100	2 100	2 780
Температура морской воды до смешения, °C	1	3	3,5
Температура морской воды после конденсатора, °C	23	25	21,11
Температура морской воды после смесителя, °C	8,4	9,85	9,58

денсаторе, что резко сократило число случаев нарушения плотности вальцовок трубок в конденсаторах. Качество

Схема включения смесителя циркуляционной воды.

1 — смеситель циркуляционной воды;  
2 — конденсатор.



конденсата при этом улучшилось, что в свою очередь привело к уменьшению количества промывок прямоточных котлов и турбин.

Ввиду недостаточности срока работы указанных смесителей делать окончательные выводы по ним в настоящее время преждевременно.

Инж. Н. П. Ширяев

### ОТ РЕДАКЦИИ

Обнаружившееся на тэц сезонное колебание присоса охлаждающей воды в паровое пространство конденсатора вызывалось (судя по данным исследования ВТИ) влиянием температурных изменений воды на термические напряжения в трубках, а тем, что в результате изменения продольной силы, действующей на конденсаторные трубки, изменялась и частота их свободных колебаний. Часть трубок оказывалась зимой недостаточно отстроенной от резонанса, и вибрация этих трубок приводила к понижению водяной плотности конденсатора. Вместо устройства смесителей можно было добиться плотности конденсатора в течение всего года путем надежной отстройки всех его трубок от резонанса во всем диапазоне возможных режимов работы конденсаторов. Этот способ надежнее описанного и не приводит к повышению расхода электроэнергии на собственные нужды.

## Переделка регулятора питания системы Трубкина

У регуляторов питания системы Трубкина ход поплавка при изменении уровня воды в барабане или паропроизводительности котла определяется соотношением размеров сосудов дифманометра (рис. 1).

Допустим, что при изменении уровня воды в барабане котла на величину  $\Delta Y$  давление столба воды на ртуть в сосуде 1 увеличится. В этом случае ртуть будет перетекать из сосуда 1 в сосуды 2 и 3.

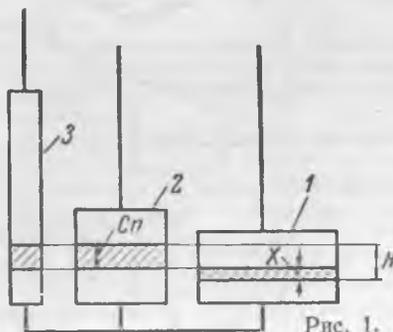


Рис. 1.

Перетекание ртути прекратится в момент уравнивания гидравлической схемы регулятора. Разность  $H$  уровней ртути в сосуде 1 и остальных сосудах дифманометра при этом изменится.

Ход поплавка  $C_n$ , т. е. изменение ртути в сосуде 2, составит некоторую часть от общего изменения уровня между сосудами:

$$C_n = H - x. \quad (1)$$

Уменьшение объема ртути в сосуде 1 равно увеличению объема в остальных сосудах, поэтому существует равенство

$$F_1 x = (F_2 + F_3) C_n. \quad (2)$$

Изменение уровней воды в барабане и ртути в дифманометре связано соотношением

$$\Delta Y = 12,56 H. \quad (3)$$

Сопоставляя выражения (1), (2) и (3), можно вывести следующее уравнение:

$$C_n = \frac{\Delta Y}{12,56} \frac{F_1}{F_1 + F_2 + F_3}. \quad (4)$$

На одной из тэц по предложению автора была осуществлена переделка дифманометра стандартного регулятора системы Трубкина типа АРП-4 выпуска завода «Энергодеталь».

Поплавковый сосуд 2 при переделке оставлен без изменения. Площадь сечения сосуда равна  $33 \text{ см}^2$ .

Сосуд 1 изготовлен из трубы диаметром  $100 \text{ мм}$  с площадью внутреннего сечения  $78,5 \text{ см}^2$  (вместо  $314 \text{ см}^2$  по стандарту завода). Сосуд 3 также заменен новым и имеет внутренний диаметр  $17 \text{ мм}$ , т. е. площадь сечения  $2,24 \text{ см}^2$  (вместо  $7 \text{ см}^2$  в заводском исполнении).

Воздействие импульса по уровню при такой переделке несколько уменьшилось. Обозначив через  $C_n$  ход поплавка под влиянием изменения уровня при стандартном дифманометре и через  $C_n'$  — ту же величину при новых размерах сосудов, получим по уравнению (4):

$$\frac{C_n'}{C_n} = \frac{F_1 (F_1' + F_2 + F_3')}{F_1' (F_1 + F_2 + F_3)} = \frac{314 (78,5 + 33 + 2,24)}{78,5 (314 + 33 + 7)} = 1,285. \quad (5)$$

Уменьшение воздействия импульса по уровню компенсируется перестановкой конца иглы, связывающей наружный рычаг кривошипного поплавка с контактным рычагом электрозолотника, на хвостовике последнего. При этом увеличится воздействие и импульса по расходу пара. Это дает возможность уменьшить максимальную величину перепада давлений на участке парового тракта, используемого для измерения расхода пара.

Для того чтобы переделка дифманометра не отразилась на настройке регулятора, необходимо уменьшить максимальный перепад в  $1,285$  раза, т. е. с  $325$  до  $\sim 250 \text{ мм}$  ( $\text{Hg} - \text{H}_2\text{O}$ ).

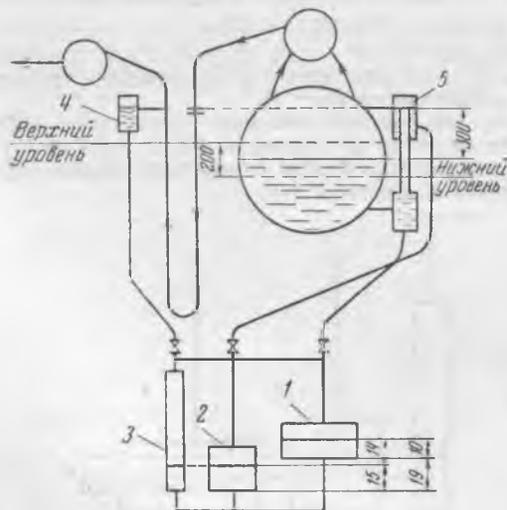


Рис. 2.

Для экономии ртути важно также обеспечить правильное взаимное расположение сосудов дифманометра.

На рис. 2 показана схема относительного расположения сосудов 1, 2 и 3 и сосудов 4 и 5 постоянного уровня, выполненная при наладке регулятора.

Такое расположение обеспечивает возможность настройки регулятора на работу с остаточной неравномерностью по уровню воды в барабане в пределах  $200 \text{ мм}$ .

Вес ртути, заполняющей дифманометр, составляет  $2,8 \div 3$  вместо  $9 \div 10 \text{ кг}$  до переделки.

Регулятор, переделанный описанным способом, применен в длительной эксплуатации.

Инж. П. Э. Милославский

## ОТ РЕДАКЦИИ

Переделка регулятора питания системы Трубкина по предложенному т. Милославским способу дает экономию ртути на заливку дифманометра без ухудшения качества работы регулятора.

Можно рекомендовать заводу «Энергодеталь» переработку конструкции регулятора типа АРП-4 с учетом рассматриваемого предложения. Однако переделывать регуляторы, находящиеся в эксплуатации, предлагаемым способом редакция считает нецелесообразным.

## Продолжительная работа генератора с заземленной фазой

У генератора  $16 \text{ тыс. квт}$ ,  $6,3 \text{ кв}$ ,  $3000 \text{ об/мин}$ , проработавшего год с начала пуска, в апреле 1952 г. изоляция одной из фаз обмотки была пробита на корпус.

Имеющаяся на генераторе защита от замыканий на землю, реагирующая на токи нулевой последовательности, не работала вследствие явного несовершенства схемы. Генератор с «землей» работал в течение 3 час. и был отключен от сети дежурным персоналом.

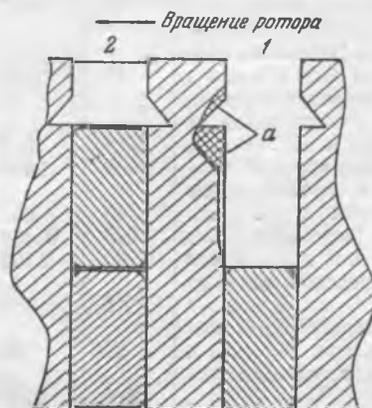
После останова машины было определено методом падения напряжения место замыкания фазы на землю, отстоящее на  $5\%$  от начала фазы.

Так как по условиям работы энергосистемы электростанция не имела возможности вывести генератор в ремонт на продолжительное время, было принято решение пересоединить обмотки генератора так, чтобы место повреждения было у нулевой точки, и включить генератор в работу с заземленной фазой по схеме блока через резервную систему шин. При этом защита от замыканий на землю была выведена из действия. В таком состоянии генератор проработал 10 мес., причем не наблюдалось каких-либо ненормальных явлений.

При вскрытии генератора для ремонта оказалось, что пробой обмотки произошел в первом стержне от начала обмотки, в средней его части по длине.

В результате горения дуги за время работы генератора с «землей» по нормальной схеме, когда емкостные токи достигали  $22 \text{ а}$ , выгорела сталь в верхней части паза (участок  $a$ ) в глубину зуба до  $12 \text{ мм}$ , по ширине до  $24 \text{ мм}$  (см. рисунок), выгорел стержень, а также клинья на длине  $200 \text{ мм}$  в двух пазах.

Восстановление оплавленного участка стали представляло известную трудность вследствие того, что оплавлен-



ние заходило в паз до нижнего стержня; вынимать нижний стержень было нецелесообразно, так как оставшаяся неповрежденная часть обмотки выдержала испытание напряжением  $1,7 U_n$  в соответствии с директивными указаниями Технического управления по электростанциям.

Обработка стали была закончена за семь рабочих смен; сталь испытывалась в течение 90 мин. при индукции порядка 11 тыс. гс и максимальном превышении температуры против нормальной, равно  $18^\circ\text{C}$ ; место повреждения стали имело превышение температуры против неповрежденных мест только на  $8^\circ\text{C}$ ; удельные потери составили  $1,65 \text{ вт/кг}$ .

Изоляция стали в месте повреждения была восстановлена закладкой слюды, где это представлялось возможным, и покрытием изоляционным лаком.

Описанный случай продолжительной работы генератора с заземленной фазой подтверждает возможность оставления генератора в работе с такого рода повреждением на срок, определяющийся возможностью вывода генератора в продолжительный ремонт.

Поврежденный генератор желательно включать параллельно с системой через магнитную связь.

Инж. Н. П. Антропов

## Опыт сушки трансформатора током нулевой последовательности

Трансформатор 15 000 кВА, 110/35/6 кВ отечественного производства был подвергнут сушке током нулевой последовательности<sup>1</sup>. Соединение обмоток звезда/звезда/треугольник.

Трансформатор проходил капитальный восстановительный ремонт с заменой всех обмоток, находился долгое время без масла и имел сильно увлажненные обмотки. Сопротивление изоляции обмоток перед сушкой при  $0^\circ\text{C}$  было  $1,2\text{--}2,0 \text{ мгом}$ .

Для сушки все три фазы обмотки 6 кВ были соединены параллельно и к ним подведено напряжение 220 В; обмотки 110 и 35 кВ были разомкнуты; ток нулевой последовательности составил 113 А, мощность — 6,6 кВт.

После 20 час. прогрева установилась температура  $42^\circ\text{C}$  и больше не поднималась. Трансформатор прогревался в помещении при утеплении бака асбестом.

Для увеличения мощности и тока было решено повысить подводимое напряжение, воспользовавшись двумя трансформаторами собственных нужд по 100 кВА со вторичным напряжением 220 В; обмотки низкого напряжения указанных трансформаторов были соединены последовательно<sup>2</sup>.

При напряжении 440 В ток нулевой последовательности составил 220 А, мощность — 26,4 кВт.

Через 26 час. температура в верхней части трансформатора возросла до  $105^\circ\text{C}$ , в нижней она была равна  $90^\circ\text{C}$ ; через 72 часа трансформатор был высушен. В процессе сушки сопротивление изоляции снизилось до нуля, количество выделяемого в час конденсата возросло до  $1\ 100 \text{ см}^3$ , а затем снизилось до  $10 \text{ см}^3$  в час. Общее количество выделенного конденсата за все время сушки составило около  $50\ 000 \text{ см}^3$ .

Сопротивление изоляции обмоток по отношению к корпусу в конце сушки при неизменной температуре  $105^\circ\text{C}$  составило от 1 500 (обмотка 35 кВ) до 3 000 мгом (обмотка 110 кВ); сопротивление изоляции между обмотками колебалась в пределах  $2\ 000\text{--}3\ 000 \text{ мгом}$ .

Во время сушки поддерживался вакуум 300 мм рт. ст.; температура регулировалась периодическими отключениями питания.

Разница в температурах верхней и нижней частей сердечника составила  $20^\circ\text{C}$ . Температура измерялась в восьми точках четырьмя дистанционными и четырьмя манометрическими термометрами (в разных местах трансформатора).

Ртутный термометр на крышке трансформатора за все время сушки показывал не более  $80^\circ\text{C}$ , несмотря на то, что крышка и бак были утеплены листовым асбестом.

При сушке трансформатора определялись места наибольшего нагрева. Для этого на поверхностях прессующих консолей верхнего ярма и стержней активной стали заранее были укреплены образцы изоляции (лакоткань, прессшпан и бумага).

После вскрытия трансформатора был произведен осмотр нагревающихся частей и образцов изоляции, по которым установлено, что сталь стержней нагревалась не более чем до  $105\text{--}110^\circ\text{C}$ , так как лакоткань за все время сушки не изменила своих качеств.

На прессующих консолях лакоткань стала хрупкой (усохла), бумага же и прессшпан не изменили своих качеств. У прессующих консолей нагревались главным образом горизонтальные плоскости, а температура вертикальных была меньше, так как условия охлаждения их лучше.

Образцы изменили свои качества только на горизонтальных плоскостях прессующих консолей, следовательно температура была не ниже  $120\text{--}125^\circ\text{C}$ . Местных нагревов во всех частях трансформатора обнаружено не было.

### Выводы

1. Трансформатор был высушен быстро, хорошо и равномерно во всех частях.

2. Мощность, потребная для сушки трансформатора, составляла 26,4 кВт, что несколько превышает данные, указанные Е. И. Загоскиным (15—18 кВт).

3. Коэффициент мощности при сушке током нулевой последовательности составлял около 0,26—0,27, что существенно ниже коэффициента мощности при нагреве таких трансформаторов методом потерь в баке (0,45—0,50).

4. Непременным условием метода сушки трансформаторов током нулевой последовательности является тщательный контроль температуры прессующих консолей и стали стержней.

5. Метод сушки током нулевой последовательности имеет основные преимущества, отмеченные Е. И. Загоскиным, и, несомненно, должен быть рекомендован наряду с методом сушки при помощи намагничивающей обмотки

Инж. А. Ф. Батурин

## Проверка цепей возбуждения от постороннего источника тока

Применяемые в настоящее время способы проверки устройств вторичных цепей и релейной защиты позволили сократить продолжительность испытания турбогенераторов при вращающемся роторе до  $2\text{--}3$  час.

Тщательная проверка схемы мегомметром, опробование в действии схемы управления и сигнализации, проверка защит от постороннего источника при неподвижном роторе позволяют обнаружить и устранить возможные ошибки до пуска турбогенераторов.

Исключение составляют цепи возбуждения, проверка которых ограничивается испытанием изоляции мегомметром. Недостаточность такой проверки без опробования схемы возбуждения в целом очевидна.

При пусках вновь смонтированных турбогенераторов отмечено немало случаев задержек из-за обнаруживающихся в момент пусковых испытаний неполадок в схеме возбуждения.

Избежать таких задержек можно проверкой схемы возбуждения при питании ее от постороннего источника при первом толчке турбогенератора и прогреве его на малой скорости ( $200\text{--}400$  об/мин). Известно, что при пуске вновь смонтированного турбогенератора прогрев турбины на малых оборотах длится от 4 до 6 час., а все время пуска, считая от толчка до достижения номинальной скорости вращения, составляет 8—10 час. Этого времени достаточно для выявления и устранения любой из обнаруженных ошибок в схеме.

При пуске на одной тэц турбогенератора типа ТВ-2-30-2 с возбудителем типа ВТ-120-300 авторами произведено было опробование схемы возбуждения при питании ее от зарядного двигатель-генератора во время прогрева турбины при 400 об/мин.

Испытанию предшествовала проверка схемы мегомметром и полярности обмоток возбудителя — полярмером.

Испытания проводились в следующем порядке.

<sup>1</sup> Е. И. Загоскин, «Электрические станции», 1952, № 10.

<sup>2</sup> Там же.

В расщелку цепи между обмоткой возбuditеля и шунтовым реостатом подавалось напряжение 230 в от зарядного двигателя-генератора. В обмотке возбuditеля при введенном шунтовом реостате протекал ток порядка 3,5 а ( $R_{ш.р} = 60 \text{ ом}$ ,  $R_{о.в} = 11,2 \text{ ом}$ ). Изменением положения шунтового реостата менялся ток в обмотке возбuditеля.

Затем устанавливались щетки на кольцах ротора генератора. При  $I_{о.р} = 3,5 \text{ а}$  в обмотке ротора протекал ток порядка 40 а. Изменением положения шунтового реостата ток ротора увеличивался и вновь снижался. По ходу испытаний велись наблюдения за током и напряжением ротора. Замыканием контактов реле опробовались оперативные цепи форсировки возбуждения.

Комплексе испытаний охватывает все элементы схемы возбуждения, а сама проверка убеждает в правильности ее выполнения и действия.

В качестве источника постоянного тока можно использовать стационарную аккумуляторную батарею 110 или 220 в, зарядный или — лучше всего — подзарядный двигатель-генератор, дающие возможность регулировать напряжение в широких пределах.

Продолжительность испытания 15—20 мин. Испытание целесообразно проводить при пуске не только вновь смонтированных генераторов, но и вышедших из капитального ремонта.

Применение описанного способа проверки схемы возбуждения, исключающего задержки пуска турбогенераторов, даст заметную экономию топлива благодаря сокращению времени испытания при вращающемся роторе.

Инж. Г. Г. Гловацкий и инж. Н. Л. Сахновский

Наличие постоянного тока в схемах компрессорных установок нежелательно, так как это может привести к нарушению изоляции в цепях постоянного тока и, как следствие, к замыканию на землю на постоянном токе.

В предлагаемой упрощенной схеме автоматики компрессорной установки без оперативного постоянного тока (см. рисунок) устанавливается отдельный трансформатор, который может питать несколько схем автоматики компрессорных установок.

В последовательной цепи катушки магнитного пускателя электродвигателя компрессора имеется контакт манометрического выключателя *МВ* и контакт выключателя *В*, который служит для включения в работу или вывода из работы компрессорной установки. Контакт *МВ*, замыкаясь при низком давлении, включает электродвигатель компрессора и, замыкаясь при повышении давления, останавливает компрессор.

В схеме сигнализации при снижении давления воздуха ниже нормального появляется сигнал «понижение давления», а при повышении давления воздуха в магистрали — сигнал «повышение давления».

Реле *1РП* и *2РП* монтируются непосредственно на щите общей (центральной) сигнализации, где имеется постоянный ток.

Катушка *ПМ* может питаться также и через трансформатор *Т*.

Таким образом, постоянный ток в помещении компрессорной установки совсем не заводится.

На электростанции с 1951 г. не было ни одного случая нарушения работы данной схемы в установке 500 в. В схеме использован трансформатор 500/100 в, 200 в.

Инж. Ю. П. Кельник

## Упрощенная схема автоматического управления и сигнализации давления компрессора

В настоящее время все большее применение находят выключатели с пневмоприводами. Для надежного питания воздухом этих приводов нужна специальная компрессорная установка, которая автоматически поддерживала бы давление воздуха в воздушной магистрали.

Существующие схемы автоматики компрессорных установок являются несколько сложными и не вполне надежными в эксплуатации, так как используют релейную аппаратуру, работающую на постоянном токе.

## О некоторых недостатках газового реле ПГ-22

Опыт эксплуатации газовых реле ПГ-22 показал, что значительное количество повреждений изоляции жил контрольного кабеля защиты (разрушение изоляции маслом и влагой) происходит в самой коробке зажимов непосредственно у выводов вследствие неудачной конструкции коробки зажимов (см. рисунок), основными недостатками которой являются малые ее размеры и малое расстояние между выводами.

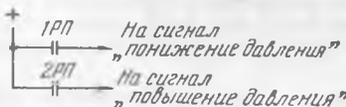
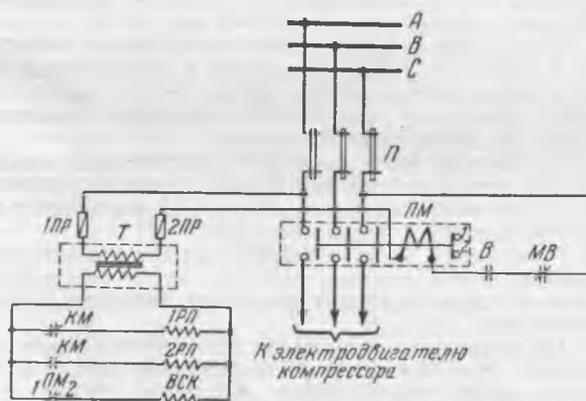
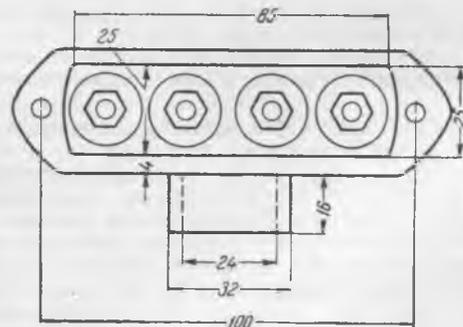


Схема автоматического управления и сигнализации давления компрессора.

*Т*— трансформатор 500/100 в мощностью 200 в; *1РП* и *2РП*— предохранители 500 в, 6 а; *1РП* и *2РП*— промежуточные реле типа РП-2А; *ВСК*— катушка водоспускного клапана; *КМ*— контактный манометр; *МВ*— манометрический выключатель; *В*— выключатель 500 в, 6 а; *ПМ*— магнитный пускатель; *П*— силовые предохранители.



Коробка зажимов газового реле ПГ-22.

В коробке трудно разместить четыре изолированные жилы кабеля и неудобно производить их присоединение к выводам реле. Затруднен доступ к контактам выводов. Кроме того, при выходе из горловины коробки жилы кабеля имеют очень крутые изгибы, что часто приводит к механическому разрушению изоляции и замыканиям на «землю».

Трудно создать надежное уплотнение коробки от попадания влаги и масла, так как конструкция ее предусматривает применение снизу и под верхней крышкой очень узких прокладок, шириной всего 4 мм, целость которых часто нарушается.

В реле применены проходные штыри недостаточного сечения диаметром 3 мм, что затрудняет создание надежных контактов между штырями и подводящими жилами кабеля.

При разработке новой конструкции нужно учесть указанные недостатки газового реле, т. е. должны быть увеличены размеры коробки зажимов и расстояние между выводами, чтобы обеспечить свободный доступ к ним; улучшено уплотнение коробки и увеличен диаметр сечения штырей проходных изоляторов до 5—6 мм.

Инж. М. И. Клаверов

#### ОТ РЕДАКЦИИ

Редакция обращает внимание Московского трансформаторного завода на необходимость разработки новой, более совершенной конструкции газового реле с устранением недостатков, отмеченных эксплуатацией.

## Наладка автоматического синхронизатора АСУ-11

При проверке полученного для электростанции автоматического синхронизатора типа АСУ-11 треста «Электропривод» было установлено, что сельсин синхронизатора при той конструкции и системе контактов разрешения и направления, какие в нем были, не может правильно подогнать частоту подключаемого генератора.

Для замыкания контактов направления служит рычаг, связанный фрикционным сцеплением с валом сельсина. При этом сила трения превышает момент вращения сельсина.

Кроме этого контакт разрешения, который замыкается кулачковой шайбой, сидящей на валу ротора, также создает настолько большую силу сопротивления, что ее не может преодолеть сельсин при малом моменте вращения.

Поэтому в электролаборатории конструкция этих контактов была изменена. Связь их с валом ротора сельсина была выполнена с помощью постоянных магнитов.

Как показано на рис. 1, для контактов направления на валик ротора укреплен сильный двухполюсный магнит, около которого находится диск из мягкой стали с наложенным на него кольцом из красной меди. Этот диск укрепленным на нем выступом нажимает на удлиненную пружину контакта направления. При вращении магнита его магнитный поток развивает достаточный момент вращения для управления контактами. Сами контакты направления заменены на облегченные

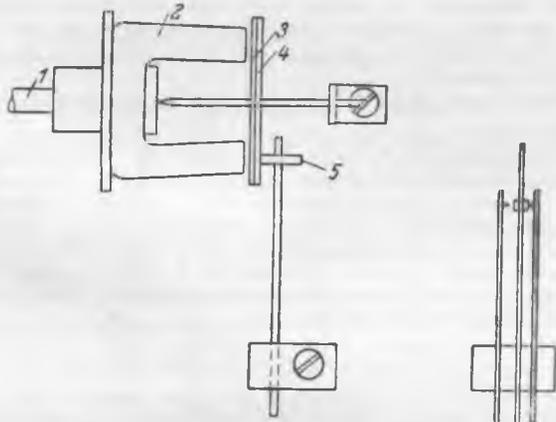


Рис. 1. Устройство контактов направления.

1—валик сельсина; 2—постоянный магнит; 3—кольцо из красной меди; 4—стальной диск; 5—выступ.



Рис. 2. Устройство контакта разрешения.

1—упорный штифт (крепление штифта не показано); 2—уравновешивающий груз; 3—постоянный магнит; 4—стальная пластинка.

Такая конструкция практически не мешает вращению ротора сельсина и не искажает угла его поворота.

Для контактов разрешения на противоположный конец оси ротора насажена планка, с одной стороны которой укреплен кольцеобразный сильный магнит, а с другой — уравновешивающий (рис. 2) груз. К пружине контакта прикреплена пластинка из мягкой стали. Эта пластинка при приближении к ней кольцеобразного магнита притягивается к последнему, чем и размыкает контакт. Для того чтобы пластинка не притянулась к магниту вплотную, установлен ограничитель хода (упорный штифт).

В целом получается устройство, практически не тормозящее ротор сельсина.

Автосинхронизатор типа АСУ-11 после такой переделки работает четко.

Инж. Н. А. Макаров

#### ОТ РЕДАКЦИИ

Кроме указанных т. Макаровым недостатков автосинхронизаторов типа АСУ-11, при эксплуатации выявлен еще и ряд других.

Тресту «Электропривод» надо обратить серьезное внимание на улучшение качества выпускаемых автосинхронизаторов.

Вместе с тем редакция считает уместным напомнить о необходимости возможно более широкого внедрения вместо точной синхронизации — самосинхронизации асинхронных машин, в частности, с учетом того, что при самосинхронизации повышается надежность включения и значительно упрощаются схемы, в том числе и автоматического включения.

## О небалансах в фильтре напряжения отрицательной последовательности

В настоящее время широко распространены реле напряжения, питающиеся от активно-емкостных фильтров напряжения отрицательной последовательности (блокировка при качаниях, высокочастотная фильтровая защита, запуск автоматических осциллографов и т. д.). Существует требование, чтобы напряжение трогания этих реле надежно превышало напряжение небаланса. Считается, что небаланс возникает в фильтре из-за неточности или нарушения его настройки, а также может быть следствием неправильного подбора величины нерегулируемых емкостей. Но, как показал опыт, причиной небаланса зачастую бывает и более сложное явление.

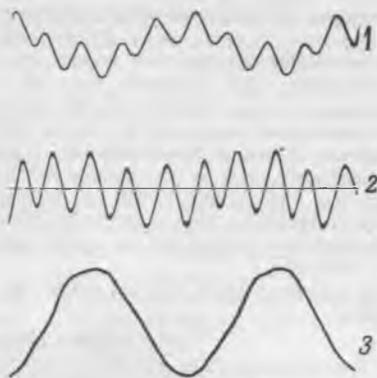
В одной электросети при эксплуатации активно-емкостных фильтров напряжения отрицательной последовательности (ФНОП) были обнаружены изменения небаланса и притом даже в фильтрах, не имеющих регулируемых сопротивлений, т. е. там, где эти изменения нельзя отнести за счет переходных сопротивлений в контактах.

Наблюдения показали, что небаланс ФНОП увеличивается с повышением напряжения на шинах подстанции; так, например, небаланс одного из фильтров при номинальном эксплуатационном напряжении составлял 1,5 в, а при напряжении 105% от номинального повысился до 6—6,5 в и оказался значительно выше уставки трогания фильтр-реле. Однако при этом реле не срабатывало. В процессе выяснения этого явления было замечено следующее.

При просмотре напряжения небаланса ФНОП на осциллографе обнаружена кривая с ярко выраженной пятой гармонической, амплитуда которой была значительно больше основной, что видно на приведенной осциллограмме (рисунок).

Хотя напряжение небаланса было выше напряжения трогания, но ток небаланса, протекающий при этом через фильтр-реле, оказался в 5—6 раз меньше тока трогания (измерения токов и напряжений производились медно-закисными приборами). Это объясняется тем, что схема фильтр-реле в целом является индуктивной нагрузкой и ее сопротивление для напряжения пятой гармонической в 5 раз больше, чем для основной.

При уменьшении противодействующего момента реле (путем сдвигания поводка пружины) оно не срабатывало. Это также понятно, если учесть, что момент электромагнитного реле пропорционален квадрату тока и в рассмат-



Осциллограмма напряжений и тока.

1 — ток небаланса от ФНОП, протекающий через реле; 2 — напряжение небаланса ФНОП; 3 — напряжение на ФНОП от трансформатора напряжения.

риваемом случае он, будучи в 25—36 раз меньше момента трогания, оказался даже меньше момента трения и того механического добавочного момента, который возникает при повороте якоря реле.

### Выводы

1. Небаланс напряжения у ФНОП может возникнуть не только из-за нарушения настройки фильтра, но и вследствие появления пятых гармонических во вторичных цепях трансформаторов напряжения при повышенном напряжении на шинах. В последнем случае небаланс для электромагнитного реле неопасен, так как возникающие при этом моменты очень малы.

2. Для индукционных реле направления мощности отрицательной последовательности наличие у ФНОП небаланса пятой гармонической также не должно дать каких-либо последствий, однако при одновременном наличии такого же небаланса в фильтре тока (ФТОП) можно ожидать появления довольно значительного момента, поскольку он пропорционален частоте.

3. Для определения характера имеющихся небалансов ФНОП необходимо измерять и сравнивать не только напряжения трогания схемы фильтр-реле и напряжение небаланса, но также ток трогания и ток, вызываемый в реле напряжением небаланса. Полезно опробовать воздействие напряжения небаланса на фильтр-реле при уменьшении противодействующего момента пружины.

Инж. А. Ф. Березовский

## О внедрении разъединителей с заземляющими ножами

Практическая возможность использования одного и того же переносного заземления на всех присоединениях соответствующего напряжения в несколько раз сокращает потребное количество заземлений на электростанциях и подстанциях (количество которых определяется схемой коммутации и возможностью одновременного производства ремонтов на присоединениях).

□ □ □

Если при этом учесть, что стоимость одного комплекта заземляющих ножей также будет в 1,5—2 раза выше стоимости одного переносного заземления кустарного изготовления, то на первый взгляд кажется бесспорной целесообразность наложения заземлений с помощью переносных, а не стационарных заземлителей, что, однако, ошибочно.

Принимая во внимание, что переносные заземления требуют систематического ремонта, а через 4—5 лет и полной их замены, можно сказать, что через 10—15 лет все первоначальные затраты на установку индивидуальных стационарных заземлителей будут полностью компенсированы.

Кроме того, учитывая обязательные требования «Правил техники безопасности» о том, что: «Наложение переносных заземлений должно производиться двумя лицами независимо от числа дежурных в смене», а также и то обстоятельство, что «Одиночному дежурному разрешается производить наложение заземлений единолично» (при условии производства заземления заземляющими ножами» (§ 57 «Правил безопасности при эксплуатации электрических устройств станций и подстанций»), то полное компенсирование первоначальных затрат на установку индивидуальных стационарных заземлителей наступит не через 10—15 лет, а через 5—6 мес.

Наличие стационарных заземлений в схеме является, по существу, одной из основных предпосылок для введения одиночного дежурства на подстанциях.

Наложение заземлений помощью переносных заземлений, а не заземляющих ножей при выводе оборудования в ремонт и последующее их снятие после ремонта неизбежно приводят:

1) к увеличению продолжительности операций на каждом присоединении (на линейном 110 кв 1,5—2 час.), а следовательно, и к увеличению простоя оборудования в ремонте с неизбежным ограничением или аварийным недоотпуском электроэнергии потребителям (фактическая экономия средств за счет сокращения времени простоя оборудования в ремонте и связанного с этим недоотпуска электроэнергии только на одном абонентском присоединении любого напряжения в несколько раз перекроет всю мнимую, а не действительную экономию);

2) к созданию тяжелых условий для обслуживающего персонала, так как каждое переносное заземление устанавливается с переносной лестницей, а вес его равен 6—8 кг;

3) к возможным несчастным случаям обслуживающего персонала (ошибочное наложение заземлений, падение с высоты);

4) к ограничению обязательных устройств блокировок безопасности.

Высказанные соображения приводят к представляющемуся бесспорным выводу о том, что наличие заземляющих ножей у разъединителей всех крупных распределительных устройств, начиная с напряжения 3 кв, является обязательным условием культурной эксплуатации. Такие разъединители следует размещать в схеме, исходя из требования, чтобы пользование переносными заземлениями было полностью исключено.

Инж. В. С. Моськин

ОТ РЕДАКЦИИ

Главэнергопром обязал завод «Электроаппарат» из намеченных к выпуску в 1954 г. разъединителей изготовить 25% с заземляющими ножами с обеих сторон и 50% — с одной стороны.

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

## ВОПРОС

В § 167 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» требуется, чтобы влажность готовой пыли челябинских углей в пылеприготовительной установке с промежуточным бункером была не более 10%, а температура сушильного агента на выходе из мельницы согласно § 168 не должна превышать для этих углей 70° С.

На нашей электростанции, сжигающей челябинские угли, влажность угольной пыли поддерживается 16%, а температура пылевоздушной смеси за мельницей — 80° С. Допустим ли подобный режим пылеприготовительной установки?

## ОТВЕТ

Требования § 167 и 168 «Правил» по режиму пылеприготовления рассчитаны на средний уровень эксплуатации котельного цеха и предусматривают бесперебойность подачи пыли в топку, экономичность сжигания, производительность мельницы и безопасность работы.

При высокой влажности пыли возникает ряд следующих затруднений в эксплуатации: слеживание и комкование пыли в бункерах, забивание пылепитателей и пылепроводов, плохое развевание в топке, недостаточно быстрое воспламенение и неполное ее сгорание. Чтобы угольная пыль обладала хорошей текучестью, она должна быть достаточно сухой.

Вместе с тем при осуществлении слишком глубокой подсушки пыли влажных и относительно мягких углей ограничивается производительность мельницы по условиям недостатка при этом тепла для сушки и т. д.

Кроме того, сухая пыль бурых и ряда каменных углей при хранении ее в какой-либо емкости (бункер и пр.) весьма склонна к самовозгоранию при доступе воздуха, что создает опасность воспламенения и взрыва.

Опасность взрыва пыли в пылесистемах увеличивается, когда уголь излишне тонко измельчается и пересушивается, а температура пылевоздушной смеси резко повышается и если в пылесистеме имеется очаг самовозгоревшей пыли. Исходя из этого, устанавливаются определенные предельно допустимые в эксплуатации значения температур сушильного агента на выходе из мельницы.

Чем меньше выход летучих горючих в топливе, тем более высокое значение температуры пылевоздушной смеси допускается за мельницей. Для антрацита температура за мельницей не ограничивается, так как он не взрывоопасен.

Для индивидуальных систем пылеприготовления с прямым вдуванием пыли в топку (без промежуточного бункера пыли) допускается иметь температуру за мельницей несколько выше, чем для установок с промежуточным бункером, из-за отсутствия в первой ряда элементов, способствующих отложению пыли в системе и образованию очагов самовозгорания.

Для упрощенных схем пылеприготовления, учитывая относительно небольшую длину пылепроводов от мест отступления в них пыли до горелок, температура горячего воздуха для всех видов топлива не ограничивается.

Надлежащая изоляция промежуточных бункеров пыли, регулярная их чистка от слежавшейся пыли, правильная конфигурация пылепроводов, устраняющая возможность образования «мертвых зон» для скопления пыли и ее самовозгорания, наконец автоматизация подачи топлива и воздуха в мельницы позволяют повысить норму влажности угольной пыли и температуру пылевоздушной смеси на выходе из мельницы, установленные «Правилами технической эксплуатации».

Однако в каждом отдельном случае отступления от «Правил» должны быть санкционированы Главной инспекцией по эксплуатации электростанций.

## ВОПРОС

В § 1 п. «б» эксплуатационного циркуляра Технического управления Министерства № 4/Э от августа 1951 г. «О заполнении бланка переключения» разрешалось производить без заполнения бланка переключения операции по

включению и отключению разъединителей одного присоединения на подстанциях, полностью оборудованных блокировкой выключателей с разъединителями, находящейся в исправном состоянии.

В § 1035 переработанных «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» такое указание отсутствует. Остается ли в силе прежнее указание Технического управления?

## ОТВЕТ

С изданием новых пересмотренных «Правил технической эксплуатации» упомянутое указание Технического управления теряет силу. На все единичные операции по отключению и включению разъединителей должны составляться бланки переключений.

## ВОПРОС

В эксплуатационном циркуляре Технического управления Министерства № 4/Э от августа 1951 г. бланк переключения разрешалось заполнять одному из лиц, принимающих участие в переключениях. В § 1035 п. «б» новых «Правил» требуется, чтобы лицо, получившее распоряжение о производстве переключений, заполнило бланк переключений.

## ОТВЕТ

Новые «Правила» ясно требуют, чтобы бланк переключения заполнял лицо, получившее распоряжение о производстве переключений. Таким лицом на электростанции является начальник смены электроцеха (дежурный электротехник), на подстанциях — старший дежурный по подстанции.

Практически при заполнении бланка переключений лицом, непосредственно производящим операции, в процессе заполнения достигается тщательное и глубокое продумывание им последовательности предстоящих операций, которые он сам будет производить под надзором второго, контролирующего лица.

## ВОПРОС

В § 974 и 975 «Правил» имеются следующие противоречия: в § 974 указано, что свежее сухое изоляционное масло непосредственно после заливки его в аппараты должно иметь электрическую прочность для аппаратов 35 кВ и выше не ниже 40 кВ, а в § 975 п. «д» указано, что электрическая прочность должна быть не ниже: для аппаратов напряжением 6—35 кВ — 25 кВ и для аппаратов напряжением выше 35 кВ — 35 кВ.

Во всех более ранних указаниях Министерства электрическая прочность эксплуатационного масла для напряжения 35 кВ отличалась от свежего залитого в аппараты масла всего на 5 кВ, в данном же случае мы имеем разницу в 15 кВ.

## ОТВЕТ

§ 974 относится к свежему маслу, а § 975 — к маслу, находящемуся в эксплуатации. Опыт эксплуатации показывает, что для напряжения 35 кВ достаточно иметь в эксплуатации масло с электрической прочностью 25 кВ.

## ВОПРОС

В § 789 «Правил» указано, что эксплуатация электроизмерительных приборов на предприятиях энергосистемы осуществляется местными службами релейной защиты, автоматики, телемеханики и измерений (МС РЗАИ). В то же время в § 810 и 812 указано, что проверку и ремонт электроизмерительных приборов должны вести электролаборатории электроцеха или сетевого района.

## ОТВЕТ

Проверка и ремонт электроизмерительных приборов на электростанциях производится электролабораторией электроцеха, а в сетевых районах — местными службами релейной защиты, где обычно выделяется один работник, ответственный за выполнение указанных работ.



**В Техническом управлении  
по электростанциям**

**О руководящих указаниях по  
применению силовых  
и контрольных кабелей**

Техническим управлением по электростанциям совместно с Главкабелем разработаны следующие руководящие указания по применению силовых и контрольных кабелей, утвержденные 16 июля 1953 г. заместителем Министра электростанций и электропромышленности СССР т. Ермаковым:

1. В целях рационального использования силовых и контрольных кабелей в зависимости от способа прокладки, характера трассы и условий окружающей среды при проектировании, монтаже и эксплуатации следует руководствоваться настоящими указаниями.

Проектировать, заказывать и применять кабели, не соответствующие настоящим указаниям, запрещается.

2. Настоящие руководящие указания вводятся с момента их утверждения и распространяются также на все ранее выполненные проекты.

3. Настоящие указания распространяются на нижеследующие кабели, применяемые в силовых и осветительных сетях и во вторичных цепях:

Силовые кабели для напряжения до 1000 в

а) Кабели с медными или алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией со слоистыми и полихлорвиниловыми защитными покровами бронированные (марок ВМБ, ВМБГ, АВМБ, АВМБГ).

б) Кабели с медными жилами с резиновой изоляцией в полихлорвиниловой оболочке голые<sup>1</sup> и бронированные (марок ВРГ, ВРБ, ВРБГ).

в) Кабели с медными или алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией в алюминиевой оболочке голые и бронированные (марок АГ, АБ, АБГ, ААГ, ААБ, ААБГ).

г) Кабели с медными жилами с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой оболочке голые и бронированные (марок СГ, СА, СБ, СБГ, СП, СПГ, СК, СБВ, СБГВ, СПВ, СПГВ, СКВ).

д) Кабели с медными жилами с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой усиленной оболочке голые (марки СГТ).

е) Кабели с медными жилами с резиновой изоляцией в свинцовой оболочке голые и бронированные (марок СРГ, СРА, СРБ, СРБГ, СРП, СРПГ).

**Контрольные кабели**

ж) Кабели с медными жилами с бумажной пропитанной изоляцией в алюминиевой оболочке голые и бронированные (марок КАГ, КАБ, КАБГ).

з) Кабели с медными жилами с резиновой изоляцией в полихлорвиниловой оболочке голые и бронированные (марок КВРГ, КВРБ, КВРБГ, КВРПГ).

и) Кабели с медными жилами с бумажной пропитанной или резиновой изоляцией в свинцовой оболочке голые и бронированные (марок КСГ, КСА, КСБ, КСБГ, КСП, КСПГ, КСРГ, КСРА, КСРБ, КСРБГ, КСРП, КСРПГ, КСРК).

Силовые кабели для напряжения  
выше 1000 в

к) Кабели с медными жилами с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой оболочке голые и бронированные (марок СГ, СА, СБ, СБГ, СП, СПГ, СК, ОСБ,

<sup>1</sup> Голыми называются кабели, которые поверх водонепроницаемой оболочки (полихлорвиниловой, алюминиевой или свинцовой) не имеют защитных покровов и металлической брони.

ОСБГ, ОСК, СВВ, СБГВ, СПВ, СПГВ, СКВ, ОСБВ, ОСБГВ, ОСПВ, ОСПГВ, ОСКВ).

л) Кабели с медными жилами с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой усиленной оболочке голые (марки СГТ).

м) Кабели с медными жилами с резиновой изоляцией в свинцовой оболочке голые и бронированные (марок СРГ, СРА, СРБ, СРБГ, СРП, СРПГ).

4. Силовые кабели, указанные в п. 3, без применения специальных устройств (например, стопорных муфт) предназначаются для прокладки на участках с разностью уровней (разность между наивысшей и наинизшей точками расположения кабеля по трассе) не более:

Кабели в свинцовой оболочке

а) С бумажной пропитанной изоляцией голые на напряжение 1 и 3 кв . . . . . 20 м

б) С бумажной пропитанной изоляцией бронированные на напряжение 1 и 3 кв . . . . . 25 м

в) С бумажной пропитанной изоляцией бронированные на напряжение 6 и 10 кв . . . . . 15 м

г) С бумажной пропитанной изоляцией бронированные на напряжение 20 и 35 кв . . . . . 5 м

д) С бумажной обедненно-пропитанной изоляцией, бронированные стальной лентой, на напряжение 1 и 3 кв и с отдельно-освинцованными жилами на 6 и 10 кв . . . . . 50 м

е) С бумажной обедненно-пропитанной изоляцией в общей свинцовой оболочке на напряжение 6 кв:

бронированные стальной лентой . . . . . 40 м

бронированные стальной проволокой . . . . . 70 м

ж) С бумажной обедненно-пропитанной изоляцией, бронированные стальной проволокой, на напряжение 1 и 3 кв и с отдельно освинцованными жилами на напряжение 6 и 10 кв . . . . . 100 м

з) С резиновой изоляцией голые и бронированные на напряжение до 6 кв при условии промежуточных креплений . . . . . Не ограничивается

Кабели в полихлорвиниловой оболочке

и) С бумажной пропитанной изоляцией со слоистыми и полихлорвиниловыми защитными покровами бронированные . . . . . 50 м

к) С резиновой изоляцией голые и бронированные при условии промежуточных креплений . . . . . Не ограничивается

В алюминиевой оболочке

л) С бумажной пропитанной изоляцией голые и бронированные . . . . . 25 м

м) С бумажной обедненно-пропитанной изоляцией:

бронированные стальными лентами при условии промежуточных креплений . . . . . 75 м

бронированные стальными проволоками . . . . . 100 м

бронированные стальными проволоками с промежуточными креплениями по согласованию с заводом-изготовителем . . . . . Более 100 м

5. Силовые кабели с бумажной обедненно-пропитанной изоляцией должны применяться на вертикальных и крутонаклонных трассах.

В силовых сетях напряжением 35 кв при разности уровней трассы более 5 м должны применяться кабели по специальным техническим условиям; в частности, могут быть применены кабели со стопорными муфтами или газонаполненные кабели.

Соединения силовых кабелей с обедненно-пропитанной изоляцией с кабелями с нормально-пропитанной изоляцией должны производиться при помощи стопорных муфт.

Изготовление стопорных муфт должно производиться по чертежам и инструкциям НИИКП.

6. Кабели силовые с алюминиевыми жилами должны применяться наравне с кабелями с медными жилами.

Во взрывоопасных помещениях кабели с алюминиевыми жилами не должны иметь соединительных муфт.

7. Для вторичных цепей должны применяться кабели только с медными жилами.

8. Кабели силовые в свинцовой усиленной оболочке (п. 3 «д» и «л») должны применяться исключительно для прокладок в блоках.

Допускается прокладка в блоках нормальных бронированных кабелей без наружного покрова из кабельной пряжи при длине участка до 50 м.

9. Кабели для напряжения до 1000 в — силовые со слойстыми и полихлорвиниловыми защитными покровами (п. 3 «а») и силовые и контрольные в алюминиевой оболочке (п. 3 «в» и «ж») должны применяться для прокладки в воздухе во всех помещениях, каналах, туннелях и наружных установках.

Замена этих кабелей для тех же условий при распределении соответствующими кабелями в свинцовой оболочке разрешается только при отсутствии кабелей со слойстыми и полихлорвиниловыми защитными покровами и кабелей в алюминиевой оболочке.

10. Кабели в свинцовой оболочке должны применяться для прокладки в земле (в траншеях), по горячим поверхностям в котельных и машинных залах.

11. Кабели для напряжения до 1000 в силовые со слойстыми и полихлорвиниловыми и защитными покровами (п. 3 «а») и силовые и контрольные в алюминиевой оболочке (п. 3 «в» и «ж») допускаются для прокладки в земле для питания отдельных щелов и объектов, как то: механических мастерских, лабораторий, масляных хозяйств, трансформаторных мастерских, углекислотных, хлораторных, гаражей, материальных складов (кроме взрывоопасных), разных подсобных предприятий, временных установок, стройплощадок, наружного освещения и т. п.

12. Проектировать, заказывать и применять силовые и контрольные кабели с наружными защитными покровами поверх брони для прокладки в воздухе — во всех помещениях, каналах и туннелях — запрещается.

13. В четырехпроводных сетях должны применяться четырехжильные кабели.

При раздельном питании силовой и осветительной нагрузок самостоятельными кабелями для питания силовой нагрузки могут применяться трехжильные кабели. В качестве зануляющего провода допускается применение стальной полосы в соответствии с главой «Правил устройства электротехнических установок» — «Заземления и зануления в электрических установках напряжением до 1000 в».

14. Проектировать, заказывать и применять трехжильные кабели вместо двухжильных запрещается.

15. Бронированные кабели должны применяться для прокладок в воде, земле, туннелях, каналах и помещениях, а также в других местах, где имеются возможности механических повреждений. Голые кабели допускаются только для прокладки в помещениях на недоступной высоте (не менее 2,5 м) и для распределительных устройств по стенам, перекрытиям и т. п.

16. Кабели с полихлорвиниловой оболочкой голые в местах выхода наружу должны быть защищены от непосредственного воздействия солнечных лучей и от повреждения их грызунами.

17. Минусовая температура эксплуатации для всех кабелей не ограничивается.

18. Для силовых кабелей с медными жилами в полихлорвиниловой оболочке допустимые нагрузки по нагреву принимать согласно приведенной ниже таблице; экономические плотности тока принимать, как для обычных кабелей.

Нагрузки для кабелей в алюминиевой оболочке принимать, как для кабелей в свинцовой оболочке того же сечения; при этом для кабелей с алюминиевыми жилами применять коэффициент 0,8.

19. Кабели силовые и контрольные с резиновой изоляцией могут применяться при окружающей температуре до +65°С.

Число жил и сечение, мм <sup>2</sup>	Нагрузка в воздухе, а	Нагрузка в земле, а
3×6	35	50
3×10	45	70
3×16	65	90
3×25	85	125
3×35	110	150
3×50	135	190
3×70	170	230
3×6 + 1×4	35	40
3×10 + 1×6	45	60
3×16 + 1×10	65	80
3×25 + 1×16	80	115
3×35 + 1×16	105	135
3×50 + 1×25	130	170
3×70 + 1×35	155	205

Примечание. Допустимые нагрузки подсчитаны, исходя из максимально допустимой температуры на жилах кабеля 65°С при температуре окружающей среды для земли +15°С, а для воздуха +25°С.

20. Прокладка и изгибание силовых и контрольных кабелей при температуре ниже 0°С допускаются при условии предварительного подогрева.

21. Соединения и оконцевания кабелей с алюминиевыми жилами должны производиться согласно «Указаниям по соединению и оконцеванию изолированных проводов и кабелей с алюминиевыми жилами» Технического управления (ГЭИ, 1952).

22. Кабели силовые и контрольные с алюминиевыми оболочками голые и бронированные должны прокладываться при минимальном радиусе изгиба, равном 20-кратному наружному диаметру кабеля.

23. Прокладка кабелей в алюминиевой оболочке голых по металлическим поверхностям должна производиться при наличии изолирующих прокладок между кабелем и металлической поверхностью, соприкасающейся с оболочкой кабеля в местах крепления.

При прокладке этих кабелей по стенам внутри помещений (кирпичным, оштукатуренным или бетонным) следует окрашивать поверхность стены или создавать воздушный зазор между кабелем и стеной. В этих условиях наличие изолирующей прокладки в местах крепления кабелей обязательно. Кабели в алюминиевой оболочке голые должны быть окрашены масляным или асфальтовым лаком.

24. При монтаже муфт кабелей в алюминиевой оболочке должны быть соблюдены меры, исключющие возможность соприкосновения алюминия с кожухом муфты.

25. На вертикальных и крутонаклонных участках трассы кабели должны выбираться до допустимой разности уровней (п. 4).

На смешанных трассах, проходящих в различных условиях окружающей среды, выбор марки кабеля следует производить по участку с наиболее тяжелыми условиями, если длина участков с более легкими условиями незначительна (до 100 м).

При значительной длине отдельных участков трассы с различными условиями прокладки выбираются кабели разных марок

26. С изданием настоящих указаний аннулируются: «Руководящие указания по выбору кабелей» (Госэнергоиздат, 1946); циркуляры № 81 и 82 (Сборник директивных материалов Техотдела МЭС, ГЭИ, 1950); решение № 24/Э-47 Технического управления от 6/V 1950 г.; решение № 18/Э от апреля 1951 г.; решение № 23/Э от июня 1951 г.; решение № 3/Э от января 1952 г.

# О хранении, формовке и проверке исправности селеновых выпрямителей в устройствах компаундирования и электромагнитных корректорах напряжения

В связи с тем, что селеновые выпрямители, входящие в состав устройства компаундирования (УК) и электромагнитного корректора (ЭМК), при длительном хранении ухудшают свои свойства, Техническое управление по электростанциям предлагает (решение № 8/Э от 27 марта 1953 г.):

1. Хранить УК и ЭМК, содержащие селеновые выпрямители, в практически сухом помещении при температуре воздуха не ниже  $+5^\circ$  и не выше  $+40^\circ\text{C}$ .

2. Перед вводом УК и ЭМК в эксплуатацию после монтажа, а также после отключений длительностью более 1 мес. производить формовку и проверку исправности выпрямителей, как указано во временных технических указаниях (см. ниже).

3. Всюду сокращать сроки между получением УК и ЭМК и включением их в работу. В случае хранения УК и ЭМК до включения их в работу свыше 1 года производить дополнительно промежуточную формовку выпрямителей.

4. Один раз в год (или один раз в два года в соответствии со сроками капитальных ремонтов генераторов) производить проверку исправности выпрямителей — измерение коэффициентов выпрямления (см. временные технические условия).

5. О всех случаях неудовлетворительного состояния селеновых выпрямителей сообщать в Техническое управление по электростанциям.

Техническое управление устанавливает, что заводы-изготовители УК и ЭМК обязаны при их выпуске производить формовку селеновых выпрямителей. Проведение формовки должно проверяться ОТК завода и указываться в сопровождающей документации.

Временные технические указания по формовке и проверке исправности селеновых выпрямителей с пластинами диаметром 100 мм в устройствах компаундирования и электромагнитных корректорах напряжения

Формовка селеновых выпрямителей может производиться одним из следующих двух способов:

Первый способ

Выпрямитель, собранный в однофазную или трехфазную мостовую схему (рис. 1), включается со стороны выхода на сопротивление

$$r = \frac{U_{обр.н} \cdot n}{i_n}$$

где  $U_{обр.н}$  — номинальное эффективное значение обратного напряжения на одну пластину (для однофазной мостовой схемы  $U_{обр.н} = 18$  в и для трехфазной мостовой схемы  $U_{обр.н} = 15,5$  в);

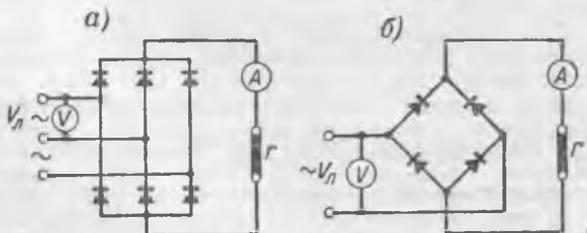


Рис. 1. Трехфазная и однофазная мостовые схемы формовки по первому способу.

$n$  — число последовательно соединенных пластин в плече схемы выпрямления;

$i_n$  — номинальное значение выпрямленного тока схемы выпрямления: для трехфазной мостовой схемы принимать  $i_n = 2,5 a \cdot m$  и для однофазной мостовой схемы —  $i_n = 1,6 a \cdot m$  ( $m$  — число параллельных ветвей в плече схемы выпрямления).

На выход схемы выпрямления подается в течение  $10 \div 15$  мин. линейное напряжение  $U_A = (0,6 \div 0,7) U_{обр.н} \cdot n$ . Затем напряжение повышается до величины  $U_A = U_{обр.н} \cdot n$  и держится в течение 2 час.

При проведении формовки необходимо следить за величиной выпрямленного тока, которая не должна превышать допустимого значения: для трехфазной мостовой схемы  $i_{доп} = 4,5 a \cdot m$  и для однофазной мостовой схемы  $i_{доп} = 3,0 a \cdot m$ .

Выпрямленный ток измеряется магнитоэлектрическим прибором.

Второй способ

К схеме выпрямления (рис. 2) со стороны выхода подводится постоянное напряжение обратного знака  $U \approx U_{обр.н} \cdot n$ , где значения  $U_{обр.н}$  и  $n$  те же, что и в первом способе. Со стороны входа выпрямитель отключается от остальной

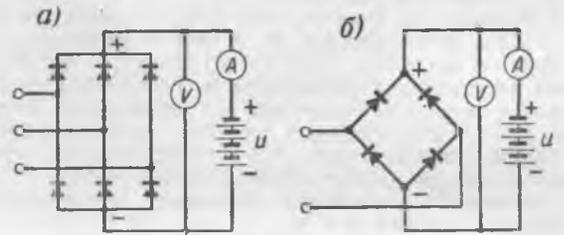


Рис. 2. Трехфазная и однофазная мостовые схемы формовки по второму способу.

схемы. По мере спадания обратного тока подводимое напряжение надо увеличивать, но не свыше  $U = 2U_{обр.н}$ . При установившемся напряжении формовка должна продолжаться 2 часа.

При формовке по этому способу нужно обязательно следить за нагревом селеновых пластин. Температура самой нагретой пластины, измеренная с помощью термопары, не должна превышать  $70 - 75^\circ\text{C}$ . При измерении с помощью термометра температура не должна быть больше  $65 - 70^\circ\text{C}$ .

Проверку исправности селеновых выпрямителей рекомендуется производить как до их формовки, так и после (после формовки обязательно) путем определения коэффициента выпрямления по току, а также его зависимости от сопротивления нагрузки.

Коэффициент выпрямления по току равен отношению среднего значения выпрямленного тока к эффективному значению переменного тока на входе.

Схема проверки показана на рис. 3.

Выпрямленный ток измеряется магнитоэлектрическим

прибором. Коэффициент выпрямления  $\beta_i = \frac{i_{выпр}}{I_{пер}}$  должен определяться при

$$r = \frac{U_{обр.н} \cdot n}{i_n} \text{ и при } r = 0,$$

где  $U_{обр.н}$  — номинальное значение обратного напряжения на одну пластину (в трехфазной мостовой схеме  $U_{обр.н} = 15,5$  в и в однофазной мостовой схеме  $U_{обр.н} = 18,0$  в);

$n$  — число последовательно соединенных пластин в плече схемы выпрямления;

$i_n$  — номинальное значение выпрямленного тока.

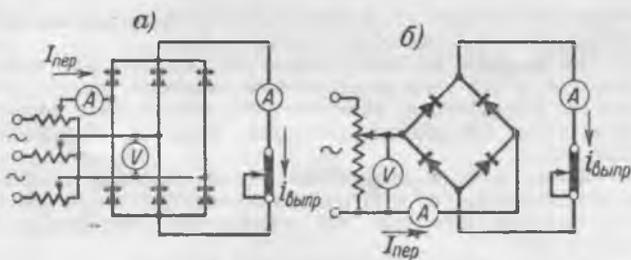


Рис. 3. Трехфазная и однофазная схемы определения исправности выпрямителей.

Подводимое к схеме выпрямления напряжение должно быть таким, чтобы выпрямленный ток не выходил за пределы: для трехфазной мостовой схемы  $i_n = 2,5 a \cdot m$  и для однофазной мостовой схемы  $i_n = 1,6 a \cdot m$  ( $m$  — число параллельных ветвей в плече схемы выпрямления).

Селеновые пластины считаются исправными, если коэффициент выпрямления по току для трехфазной мостовой схемы лежит в пределах  $1,15 \div 1,3$  и для однофазной мостовой схемы — в пределах  $0,8 \div 0,9$ , а также если значение его от сопротивления нагрузки практически не зависит.

## 0 защите от замыканий на землю в сетях 2—35 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью

Решением «О режиме заземления нулевой точки и защите от замыканий на землю в сетях 2—35 кВ» (Сборник директивных материалов Технического отдела МЭС, Электрическая часть, Госэнергоиздат, 1950, стр. 36—38) указывалось о необходимости перевода в этих сетях защиты от замыканий на землю на сигнал или ее демонтажа. «Правилами устройств электротехнических установок» («Релейная защита», § 71) предусмотрено, что защита от замыканий на землю с действием на отключение должна выполняться в тех случаях, когда это необходимо по условиям техники безопасности. Несмотря на это, во многих энергосистемах сохраняется защита от замыканий на зем-

лю, действующая на отключение на линиях 2—35 кВ, для которых наличие такой защиты не оправдывается условиями эксплуатации.

В результате повторяются случаи необоснованного отключения потребителей этой защитой при замыканиях на землю и увеличивается число аварий из-за ее ложных действий.

Техническое управление по электростанциям предлагает всем главным инженерам энергосистем (противоаварийный циркуляр № 5/Э от апреля 1953 г.):

1. Перевести на сигнал защиту от замыканий на землю, действующую до сих пор на отключение в сетях 2—35 кВ.

2. Защиту от замыканий на землю с действием на отключение следует сохранить в тех сетях, где это необходимо по условиям техники безопасности (например на линиях, питающих торфяные предприятия), а также на линиях, отключение которых не прекращает питания потребителей.

3. В тех случаях, когда защита до настоящего времени работает на активном токе, следует активные сопротивления отключать автоматически с минимальной выдержкой времени, обеспечивающей работу защиты, и исключать после устранения замыкания на землю в сети.

## В Управлении капитального строительства

### Об инструкции по эксплуатации бетононасоса Б-15М

Управлением капитального строительства утверждена разработанная Ивановским механическим заводом инструкция по эксплуатации бетононасоса типа Б-15М, изготовляемого на указанном заводе.

Инструкция включает в себя следующие разделы: назначение и принцип работы бетононасоса, его техническая характеристика, подробное описание конструкции с разбивкой по узлам, а также его монтаж вместе с бетонопроводом. Она содержит указания по уходу и ремонту отдельных механизмов как бетононасоса, так и бетонопровода.

В инструкции изложены правила эксплуатации бетононасоса, которыми необходимо руководствоваться при его применении.

□ □ □

## КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

С. Я. Вартазаров и И. М. Соколов, Организация и методы эксплуатации гидроэлектростанций, Госэнергоиздат, 1953, 96 стр.

В связи с непрерывным ростом числа и мощности гидроэлектростанций вопросы рациональной эксплуатации их приобретают все большее значение. Поэтому при имеющемся у нас недостатке литературы по вопросам эксплуатации гидроэлектростанций можно было только приветствовать издание книги под таким многообещающим названием как «Организация и методы эксплуатации гидроэлектростанций».

Такая книга тем более необходима, что, требуя от проектировщиков и строителей составления и выполнения проекта организации эксплуатации гЭС, эксплуатационники до сих пор четко не определили содержания этого проекта и своих требований. Нет этого и в рецензируемой книге. Даже гл. 3, называясь «Общие вопросы организации эксплуатации» и занимая пятую часть всего объема книги, в значительной мере посвящена другим вопросам, а именно вопросам надзора за сооружениями.

Признавая важным составление специального проекта организации эксплуатации гидроэлектростанций и заявляя, что «к моменту передачи гЭС в нормальную промышленную эксплуатацию проект организации эксплуатации должен быть окончательно доработан и утвержден», авторы не раскрывают всей сущности и содержания такого проекта.

Нельзя согласиться с авторами в том, что вопросы автоматизации и телемеханизации должны разрабатываться в проекте организации эксплуатации, который дорабатывается, по мысли авторов, только к моменту передачи гЭС в промышленную эксплуатацию. Известно, что отставание монтажа и наладки автоматики и взвод гидроэлектростанций в эксплуатацию без нее усложняет и удорожает последующие работы. К моменту сдачи гЭС в эксплуатацию, особенно в промышленную, автоматика должна быть полностью смонтирована и налажена, и персонал подготовлен к ее эксплуатации. А это значит, что работы по проектированию, монтажу и наладке устройств автоматики должны проводиться одновременно с работами по основному сооружению и оборудованию.

Методы эксплуатации гидроэлектростанций освещены авторами лучше.

В книге содержится ряд полезных, основанных на опыте, указаний о методах эксплуатации гидротехнических сооружений и водного хозяйства гидроэлектрических станций.

Такие главы, как гл. 4 «Организация эксплуатации водохранилищ и верхних бьефов», гл. 5 «Организация зимней эксплуатации», будут с пользой и интересом прочтены лицами, занимающимися вопросами эксплуатации гидроэлектростанций.

Есть отдельные удачные места и в некоторых других главах, как, например, указания по построению графиков нагрузки гЭС в энергосистеме (гл. 1), о причинах и масштабах вибрации трубопроводов (гл. 2), об увеличении энергетической эффективности гидроэлектростанций (гл. 7).

Существенным недостатком книги является то, что в ней не нашли отражения такие важные вопросы современной эксплуатации гидроэлектростанций, как эксплуатация объединенных в каскады гЭС и технико-экономические преимущества этих новых форм организационной структуры (централизация обслуживания, ремонта, производственных служб и лабораторий).

Кратко остановимся на содержании отдельных глав книги.

Гл. 1 «Режимы работы гидроэлектростанций» освещает вопросы планирования работы гидроэлектрических станций и учета их энергетической эффективности, а также условия работы гЭС в энергосистеме.

Если последний вопрос освещен более или менее обстоятельно, то вопросы планирования работы гЭС содержат главным образом общие указания, а также определение и математическое выражение общепринятых терминов. Однако именно в этих вопросах, в частности в вопросах перспективного и годового планирования выработки энергии гидроэлектростанций, имеются большие неясности и затруднения. Было бы полезно осветить эти вопросы более конкретно и на отдельных примерах показать сущность и значение планирования, а также осветить вопросы экономических показателей работы гидроэлектростанций — статьи расходов, калькуляцию и анализ стоимости электроэнергии и др.

В гл. 2 «Режимы работы гидроагрегатов» изложены вопросы режимных характеристик гидротурбин, в частности вопросы к. п. д. и кавитационных явлений, а также даны краткие указания о восстановлении рабочих органов турбины. В этой же главе в параграфе под названием «Эксплуатация турбинного блока» освещен главным образом вопрос о вибрации трубопроводов, причем о мероприятиях по предотвращению вибрации сказано недостаточно.

Параграф 8 гл. 3 посвящен гидрометеорологическому обслуживанию. В § 9 «Испытания и проверки сооружений и оборудования» говорится об объеме испытаний и проверок сооружений и оборудования в период до приемки гЭС в промышленную эксплуатацию, причем основное внимание уделено гидроагрегатам.

В § 10 содержатся полезные указания об уходе за сооружениями, профилактике и их ремонте. Недостатками его является отсутствие указаний по подводным частям сооружений, по скоростным ремонтам оборудования и сооружений, по механизации трудоемких и тяжелых ремонтных работ, неконкретность в отношении сроков ремонта (термины «часто», «периодически» ничего не говорят) и

отсутствие данных о железобактериях в металлических трубопроводах и способах борьбы с ними.

Гл. 5 «Зимняя эксплуатация» в целом хорошо написана, но в ней явно недостаточное внимание уделено вопросам эксплуатации механического оборудования гидротехнических сооружений (затворов, решеток, подъемных механизмов).

Кроме того, в этой главе только вскользь сказано о микротермометрах и шугосигнализаторах, которые имеют существенное значение для обеспечения бесперебойной работы гЭС.

Что же касается механического оборудования гидротехнических сооружений, то отсутствие достаточных материалов по его эксплуатации является серьезным пробелом не только гл. 5, но и всей книги.

Отсутствие в книге указаний и сведений о контрольно-измерительной аппаратуре и ее расположении является серьезным недостатком.

Заявление авторов, что «в настоящей работе не представляется возможным дать рекомендации по расположению контрольно-измерительной аппаратуры на всех видах гидротехнических сооружений и в различных на них точках, равно нет возможности дать описание и всех уплотняющихся и рекомендованных приборов и аппаратуры», не убедительно.

Проектировщики и эксплуатационники гидроэлектростанций очень нуждаются в указаниях по расположению и описанию контрольно-измерительной аппаратуры, по эксплуатационному наблюдению за ней. Такие материалы приобретают теперь особое значение потому, что наши гидроэлектростанции являются автоматизированными и на них сохраняется лишь минимально необходимое количество персонала. Значит, контроль за состоянием сооружений и оборудования и за режимами работы их во многом перекладывается на аппаратуру. Приведенная в конце книги таблица далеко, конечно, не удовлетворяет всем запросам в этом отношении.

В гл. 7 «Увеличение энергетической эффективности гидроэлектростанций» освещаются важные и интересные вопросы повышения эффективности гЭС, в частности, путем указываемых авторами методов: изменения рабочих напоров, рационализации использования оборудования и реконструкции гидротехнических сооружений. Автоматизация гидроэлектростанций, в частности, применению автоматического регулирования мощности гЭС по водотоку, автоматических затворов и т. д., имеющих существенное значение в повышении эффективности, в книге не уделено никакого внимания.

Книга С. Я. Вартазарова и И. М. Соколова содержит ряд полезных материалов по вопросам эксплуатации гидротехнических сооружений и турбин. Однако она обладает существенными недостатками.

В книге почти не уделено внимания вопросам автоматизации и телемеханизации гидроэлектростанций, объединению их в каскады и вытекающим отсюда особенностям эксплуатации; не разработаны вопросы организации эксплуатации, эксплуатации механического оборудования сооружений и не рассмотрены вопросы оснащения гидротехнических сооружений и оборудования контрольно-измерительной аппаратурой.

Рецензируемая книга восполняет недостаток литературы по вопросам эксплуатации гидроэлектростанций незначительно.

Инж. С. П. Кресивский

□ □ □



---

---

## 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 давать другие пояснения к формулам.

3. Статьи иллюстрировать фотографиями 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  $9 \times 12$  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 фотография должны иметь порядковый номер, соответствующий его номеру в тексте, и подпись.

Чертежи и фото в текст не вклеивать, а прилагать 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 в Советском Союзе меры длины, веса и др.

6. Рукопись, подписанная автором, в конце должна иметь данные: полностью имя, отчество и фамилию автора, домашний адрес, занимаемую должность, год рождения, номер и место выдачи паспорта.

7. Материал для журнала направлять по адресу: Москва, Ветошный пер., здание ГУМ, III корпус, 1 этаж, помещ. 165, редакции журнала «Электрические станции».



**Цена 8 руб.**