

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

6



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1952

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

6

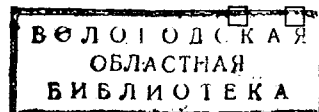
ИЮНЬ
1952

Орган Министерства электростанций СССР

23-й ГОД ИЗДАНИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

Письмо товарищу И. В. Сталину от рабочих, работников, инженеров, техников и служащих электростанций и сетей Московской энергетической системы Министерства электростанций СССР	3	В. И. Аксенов — Подъем барабанов котла	50	
Письмо товарищу И. В. Сталину от рабочих, работников, инженеров, техников и служащих строительства Кураховской грэс Министерства электростанций СССР	4	И. И. Бендерский — Повышение грузоподъемности мостового крана с 30 до 50 т	51	
Н. С. Васильев — Коллектив Каширской грэс в борьбе за улучшение технико-экономических показателей	5	З. С. Киссельгоф — Передвижной штукатурный агрегат	52	
Б. Э. Розенблат — Работа прамоточного котлоагрегата на грубой пыли бурых углей	12	ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ		
И. К. Гришук — Термические напряжения в конденсаторных трубках	18	К. П. Шевченко — Суточный учет себестоимости на электростанции	54	
С. Г. Морозов и Ф. Г. Прохоров — Дренажные щелевые колпачки ВТИ-К и ВТИ-5	23	Е. Ю. Масловский и К. В. Солнцев — Схема питания котлов при работе без водосмотров	54	
Б. И. Завадский и В. А. Ильин — Блочный монтаж котла ПК-10	25	З. Я. Бейрах — Изменение схемы регулирования редуционно-охладительной установки	55	
О. Г. Вексельман — О снижении стоимости строительства линий электропередачи	29	М. Я. Литинский — Новая конструкция уплотнения подшипника эксгаустера	56	
В. Е. Казанский и В. А. Шевченко — Типовые уставки устройств автоматической аварийной разгрузки по частоте в энергосистемах	30	В. Д. Кригмонт и А. И. Сухов — Рационализация системы пылеприготовления	57	
И. Н. Александров и А. Ш. Фридлянд — Усовершенствование автоматической разгрузки по частоте с помощью АПВ	31	В. И. Чернышев — Повреждение переключателя ответвлений трансформатора	58	
А. В. Калантаров и Р. Г. Надельсон — Зависимость диэлектрических характеристик бакелитовой изоляции от температуры	34	М. М. Гинзбург — Синхронизирующее устройство с постоянным углом опережения	59	
П. В. Богословский и М. М. Некрасов — Опыт противогрозовой защиты в Ивэнерго	38	Т. П. Мусатов и Г. Ш. Юровский — Повреждение изоляции отводов трансформатора	59	
Н. Н. Беляков — Анализ повреждений от замыканий на землю в кабельных сетях	40	И. П. Шипов — Лебедка для ручного включения привода ПВС-150	60	
М. Л. Гайлис, А. П. Глазов и М. П. Розенкноп — Опыт наладки двукратного автоматического повторного включения	44	А. Ф. Васильев — Увеличение надежности работы приводов выключателей	60	
И. Н. Попов и М. И. Пронникова — Контроль несимметричной нагрузки генератора	46	Н. М. Зуль — Схема ускорения действия защиты до АПВ	61	
ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ		В. К. Люляев — Контроль синхронизма при автоматическом повторном включении с помощью вспомогательных проводов	62	
Н. Ф. Рысаков и М. М. Шабельский — Замена перекрытия над котельной при работающих котлах	48	ХРОНИКА		
		В Техническом управлении Министерства		
		О повышении надежности работы распределительных устройств 2÷10 кв с двумя системами шин		63
		Об отмене измерения жесткости воды в градусах		63
		Карл Адольфович Круг — некролог		64



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

А. А. Боровой, П. Г. Грудинский, К. Д. Лавренко, С. Г. Мхитарян, В. А. Попов,
Б. М. Соколов, И. А. Сыромятников, С. Ц. Фаерман, Д. Г. Чижов.

Главный редактор Д. Г. Чижов.

**Адрес редакции: Москва, Ветoshный пер., ГУМ, III корпус, I эт., пом. 165.
Телефоны: редакции К 5-21-22, главного редактора К 4-44-10 и комм. К 1-02-80, доб. 2-10.**

От рабочих, работниц, инженеров, техников и служащих электростанций и сетей Московской энергетической системы Министерства электростанций СССР

**ПРЕДСЕДАТЕЛЮ СОВЕТА МИНИСТРОВ СОЮЗА ССР
товарищу СТАЛИНУ Иосифу Виссарионовичу**

Дорогой Иосиф Виссарионович!

Мы, работники электростанций и сетей Московской энергетической системы Министерства электростанций, шлем Вам, нашему любимому учителю, вождю и другу, Великому знаменосцу мира во всем мире пламенный привет.

Под Вашим мудрым руководством советский народ в 1951 г. достиг новых выдающихся успехов в деле коммунистического строительства и укрепления могущества нашей любимой Родины.

В результате героического, самоотверженного труда наш народ добился дальнейшего подъема и технического прогресса во всех отраслях народного хозяйства, роста национального дохода, повышения материального благосостояния и культуры.

В успешном строительстве гигантских электростанций на Волге и Днестре осуществляется великая идея Ленина — Сталина об особом значении электрификации для построения коммунистического общества.

Итоги 1951 г. еще раз красноречиво свидетельствуют о великих преимуществах нашего советского социалистического строя, о его решающем и неоспоримом превосходстве над капиталистическим строем, о мирном созидательном труде нашего народа.

Эти итоги радуют советских людей и вдохновляют их на новые трудовые подвиги во славу нашей любимой Родины, во имя великой победы коммунизма.

Достойный вклад в самоотверженный труд народов нашей великой Родины в истекшем году внесли и московские энергетики.

Мы счастливы доложить, дорогой Иосиф Виссарионович, о том, что все обязательства, данные Вам московскими энергетиками, в 1951 г. выполнены полностью.

В 1951 г. система Мосэнерго выполнила государственный план выработки электрической и тепловой энергии, улучшила использование оборудования электростанций. Выработка электрической энергии против 1950 г. увеличилась на 11,3 процента. Удельный расход топлива снижен против плана и достиг по системе 488 граммов на выработанный киловатт-час, в результате чего сэкономлено 61,2 тысячи тонн условного топлива. За счет снижения себестоимости продукции получено 12,7 миллиона рублей сверхплановых накоплений. Введены в действие все предусмотренные планом котлоагрегаты, прирост мощности энергосистемы за истекший год составил 9 процентов. Построено и заселено 9 800 квадратных метров жилой площади.

В ответ на заботу партии, правительства и Вашу, товарищ Сталин, о развитии советской энергетики мы, энергетики Московской энергосистемы, принимаем следующие обязательства на 1952 г.:

1. Перевыполнить годовой план по выработке электрической и тепловой энергии, обеспечив бесперебойное снабжение электроэнергией и теплом потребителей.

2. Добиться дальнейшего снижения удельного расхода топлива на выработку электрической энергии и тепла, сэконо-

номив против новых плановых норм 20 тысяч тонн условного топлива, и снизить на 20 миллионов киловатт-часов потери в сетях и расход электроэнергии на собственные нужды.

3. Обеспечить прирост мощности: генераторной на 7 процентов, трансформаторной на 11 процентов, синхронных компенсаторов на 24 процента и увеличить протяженность высоковольтных линий электропередачи на 5 процентов.

4. Снизить себестоимость энергии против плана и за счет этого дать экономию не менее 5 миллионов рублей.

5. Обеспечить высокое качество ремонтных работ, сократив сроки ремонта энергетического оборудования на 2 процента от установленного плана. Выполнить скоростным методом ремонт 65 котлов и 43 турбин.

6. Довести автоматизацию процессов горения на котлах до 85 процентов от общей паропроизводительности котлов; изготовить, смонтировать и ввести в эксплуатацию 6 комплектов установок телеуправления — телесигнализации и 12 комплектов установок телеизмерения.

7. Автоматизировать 400 подстанций Московской кабельной сети.

8. Довести электростанции и сети к надежной работе в период осенне-зимнего максимума нагрузки.

9. Повысить производительность труда на 4 процента против плана.

10. Построить хозяйственным способом и ввести в эксплуатацию 5 630 квадратных метров жилой площади.

11. Подготовить 1 350 новых квалифицированных рабочих и обучить на курсах повышения квалификации 7 500 человек.

Мы призываем всех рабочих, работниц, инженерно-технических работников и служащих электростанций и сетей Советского Союза широко развернуть социалистическое соревнование за выполнение и перевыполнение установленных на 1952 г. государственным планом количественных и качественных показателей, за высокую культуру эксплуатации, за внедрение передовой техники и скоростных методов ремонта оборудования на электростанциях и в сетях, за быстрейший ввод новых энергетических мощностей, линий электропередачи, подстанций, жилой площади и предприятий и учреждений культурно-бытового обслуживания трудящихся.

Дорогой Иосиф Виссарионович!

Мы заверяем Вас, что примем все меры для выполнения своих социалистических обязательств.

От всего сердца желаем Вам многих лет жизни, здоровья и сил на благо и счастье советского народа.

Да здравствует партия Ленина — Сталина — вдохновитель и организатор строительства нового, коммунистического общества!

Да здравствует наша славная Родина!

Да здравствует наш любимый вождь и учитель великий Сталин!

Обсуждено и принято на собраниях рабочих, работниц, инженеров, техников и служащих электростанций и сетей Московской энергетической системы Министерства электростанций.

(„Правда“ от 18 апреля 1952 г.)

От рабочих, работниц, инженеров, техников и служащих
строительства Кураховской ГРЭС Министерства электростанций СССР

ПРЕДСЕДАТЕЛЮ СОВЕТА МИНИСТРОВ СОЮЗА ССР
товарищу СТАЛИНУ Иосифу Виссарионовичу

Дорогой Иосиф Виссарионович!

Мы, рабочие, работницы, инженеры, техники и служащие строительства Кураховской ГРЭС Министерства электростанций, шлем Вам, великому вождю советского народа и всего прогрессивного человечества, вдохновителю и организатору всех наших славных побед, пламенный, сердечный привет.

Советский народ под руководством коммунистической партии, под Вашим, товарищ Сталин, мудрым водительством уверенно идет по пути к коммунизму.

С великим воодушевлением советский народ осуществляет Ваши указания о сооружении гигантских строек коммунизма на Волге и Аму-Дарье, на Днепре и Дону, направленные на усиление могущества нашей Родины и на дальнейший подъем благосостояния и культуры нашего народа.

Мы рады тому, что участником в строительстве материальной базы коммунизма является и наш коллектив строительства Кураховской ГРЭС.

В истекшем 1951 г. нами выполнено капитальных работ на 32 процента больше, чем в 1950 г., введен в действие мощный турбогенератор, смонтированный скоростным методом, установлен мощный котел, который введен в работу в январе с. г. Перевыполнен на 25 процентов план жилищного строительства, что улучшило бытовые условия трудящихся.

Внедряя передовые методы строительства и повышая уровень механизации и организации работ, коллектив строителей Кураховской электростанции добился значительного роста производительности труда.

Этими успехами мы обязаны партии большевиков, Советскому правительству и лично Вам, родной товарищ Сталин.

Но мы хорошо помним Ваши указания о том, что советские люди не могут успокаиваться на достигнутых результатах и кичиться успехами. Мы еще не в полной мере использовали резервы и возможности для увеличения производительности труда и снижения себестоимости строительства.

Помня об указаниях Владимира Ильича Ленина и Ваших, дорогой товарищ Сталин, о значении электрификации нашей Родины, мы, строители Кураховской ГРЭС, воодушевленные историческими победами советского народа, подсчитав свои производственные возможности, принимаем на 1952 г. следующие социалистические обязательства:

1. Выполнить годовой план строительного-монтажных работ к 21 декабря 1952 г. За счет широкого внедрения крупноблочного монтажа сократить сроки монтажных работ на 10 процентов и досрочно ввести в действие: один котел — в мае, а второй котел и турбогенератор — в ноябре с. г.

2. К 35-й годовщине Великой Октябрьской социалистической революции выполнить годовую программу жилищного строительства в 5 000 квадратных метров и, кроме того, ввести в эксплуатацию сверх плана 1 000 квадратных метров жилой площади.

3. Закончить и сдать в эксплуатацию столовую и банно-прачечный комбинат в III квартале с. г.

4. За счет применения передовых методов и улучшения организации строительного-монтажных работ повысить производительность труда на 10 процентов против плана.

5. Снизить себестоимость строительного-монтажных работ на 2 процента от сметной стоимости.

6. Через стахановские школы, производственно-технические курсы и другие формы учебы подготовить не менее 300 новых рабочих и обучить на курсах повышения квалификации 300 рабочих и служащих.

Принимая на себя социалистические обязательства, мы обращаемся ко всем рабочим, работницам, инженерам, техникам и служащим строительства электростанций Советского Союза с призывом развернуть социалистическое соревнование за досрочное выполнение планов 1952 г. по строительству и вводу в действие новых энергетических мощностей, за широкое внедрение и лучшее использование строительных машин и механизмов, за своевременный ввод в эксплуатацию жилой площади и культурно-бытовых зданий, за высококачественное выполнение работ, за дальнейшее удешевление строительства.

Мы даем Вам, дорогой Иосиф Виссарионович, твердое слово, что принятые обязательства выполним с честью и тем самым внесем свой вклад в дело строительства коммунизма.

От всего сердца желаем Вам, дорогой Иосиф Виссарионович, доброго здоровья и многих лет жизни на счастье советского народа и всего прогрессивного человечества.

Да здравствует наша Великая Советская Родина — несокрушимый оплот мира во всем мире!

Да здравствует партия Ленина — Сталина — вдохновитель и организатор наших побед!

Да здравствует наш родной, любимый вождь и учитель великий Сталин!

Обсуждено и приято на собраниях рабочих, работниц, инженеров, техников и служащих строительства Кураховской ГРЭС Министерства электростанций.

(„Правда“ от 25 апреля 1952 г.)

Коллектив Каширской грэс в борьбе за улучшение технико-экономических показателей

Инж. Н. С. Васильев

Итоги эксплуатации Каширской грэс к исполненному в июне 1952 г. 30-летию ее работы показывают, какой уровень экономичности использования топлива и при каких условиях может быть достигнут конденсационной электростанцией среднего давления, работающей на многозольном влажном топливе (подмосковный уголь).

Зная этот уровень, можно оценить возможный удельный расход топлива также и для конденсационных электростанций других давлений, а все касающееся топочно-котельного процесса распространить и на котельные цехи теплоэлектроцентралей.

За 30-летний период работы Каширской грэс удельный расход условного топлива снизился с 1526 г/квтч (1922 г.) до 494 г/квтч (1951 г.), а расход электроэнергии на собственные нужды — соответственно с 26,33 до 6,32%.

В период между 1928 г. и 1932 г. была произведена модернизация I очереди и построена II очередь.

За последние 20 лет удельный расход условного топлива снижен с 613 г/квтч (1933 г.) до 494 г/квтч (1951 г.), т. е. на 19%, а расход электроэнергии на собственные нужды с 10,7 до 6,32%, или на 40%.

Указанный уровень экономичности относится к электростанции в целом, включая I очередь, работающую на давлении пара у турбин 15 ата. Наиболее характерным и сравнимым с другими электростанциями является уровень экономичности II очереди, работающей на давлении пара у турбин 29 ата и составляющей большую часть мощности электростанции.

Среднегодовой удельный расход условного топлива II очереди Каширской грэс составил в 1951 г. 473 г/квтч.

На других крупных конденсационных электростанциях среднего давления, работающих на бу-

рых углях (подмосковный, челябинский, богословский) среднегодовой удельный расход в лучших случаях находится в пределах 490—500 г/квтч. Некоторые же электростанции, где достигнут уровень удельного расхода 470—475 г/квтч, либо имеют блоки высокого давления, либо работают с более или менее значительным отпуском тепла на сторону (теплоэлектроцентрали).

Для сравнения с Каширской грэс в таблице приведены основные показатели работы еще пяти электростанций за 1951 г. Из этой таблицы видно, что основная причина превышения удельного расхода топлива на приведенных электростанциях по сравнению с достигнутым на II очереди Каширской грэс заключается в отставании уровня к. п. д. котлов брутто.

Заметно отстает также и к. п. д. теплового потока, который отражает главным образом потери тепла между котлами и турбинами и поэтому его следует целиком отнести к котельной.

Исходя из этого, были определены величины к. п. д. котельной нетто теплового. По всей группе электростанций, сравниваемых со II очередью Каширской грэс, этот к. п. д. находится в пределах 80—85% и в среднем составляет около 82%. в то время как по последней он составляет около 89%.

Существует мнение, что основная причина различия между уровнями экономичности котельной Каширской грэс и котельных других электростанций заключается в различии систем пылеприготовления. Однако, по имеющимся в литературе данным, разница в к. п. д. котельной за счет различия циклов (замкнутый и разомкнутый) оценивается в 2%, в то время как разница между к. п. д. брутто котлов Каширской грэс и других электростанций достигает 5—6% и более; разницу в к. п. д. теплового потока, который на

№ по пор.	Электростанция	Доля теплофикационной выработки в общей выработке, %	Давление пара у турбин, ата	Коэффициент полезного действия					Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии, г/квтч
				котлов, брутто	центрального пылезавода	машинного зала, брутто	теплового потока	станции, брутто	
1	Каширская грэс	—	29	90,7	99,5	29,3	98,5	26,0	473
2	Грэс на челябинском и богословском углях	—	29	86,8	—	29,0	98,3	24,8	496
3	Грэс на подмосковном угле	—	29 (50%) 90 (50%)	85,5	—	32,2	95,1	26,2	470
4	То же	—	58	83,8	—	31,1	95,2	24,9	495
5	Тэц на подмосковном угле	28	29	85,9	—	32,6	95,8	26,9	458
6	То же	4,5	29 (35%) 90 (65%)	86,9	—	29,4	96,3	24,6	502

рассматриваемых электростанциях на 2—3% ниже, чем на Каширской грэс, вообще нельзя объяснить особенностями систем пылеприготовления.

Следовательно, за счет особенностей систем пылеприготовления и их влияния на экономичность котельной установки, даже если признать указанную выше оценку этого влияния в 2% заниженной, можно отнести лишь меньшую часть всей величины разрыва; остальную же большую надо отнести за счет существенных недостатков в уровне эксплуатации, недостаточного совершенствования технологического процесса, прежде всего процесса горения, и в известной мере за счет конструктивных недостатков оборудования.

В уровне экономичности машинного зала между рассматриваемыми станциями и II очередью Каширской грэс значительных расхождений нет (за исключением последней тэц), если привести данные к. п. д. к одинаковому давлению (29 ата) и учесть влияние на некоторых электростанциях теплофикационной доли выработки электроэнергии.

Подсчет же по типовым характеристикам показывает, что машинный зал с отечественными турбогенераторами типа АК-50 при работе, подобно Каширской грэс, по базовому графику нагрузки может иметь годовой к. п. д. около 30%. При этом надо учесть, что турбины II очереди Каширской грэс фирмы Сименс-Шуккерт имеют менее экономичные отборы, а именно: (13,5 ÷ 14,5 ата — 6,5 ÷ 3,7 ата — 0,45 ÷ 0,8 ата) по сравнению с отборами у турбин АК-50 (7,1—2,9—0,86—0,2 ата).

Следовательно, к. п. д. в 30% для установок АК-50 нельзя еще считать предельным.

Между тем, турбинные установки среднего давления на рассматриваемых электростанциях имеют к. п. д. на уровне 29,0—29,5%, т. е. в машинных залах этих станций также имеются еще возможности дальнейшего повышения экономичности.

Повышение экономичности, постоянное совершенствование технологического процесса вошли в традиции коллектива Каширской грэс.

Помимо повседневного внимания вопросам экономичной работы в процессе текущей эксплуатации, в различные периоды он занимался углубленным анализом технологического процесса электростанции специально для выявления еще неиспользованных резервов и для разработки мероприятий по их использованию, которые затем обсуждались всем коллективом и осуществлялись. За последний десятилетний период такая работа проводилась трижды.

1. В 1943 г., после восстановительного монтажа и по достижении довоенного уровня эксплуатации.

2. В послевоенном пятилетнем плане перед коллективом были выдвинуты конкретные задачи по достижению годового удельного расхода условного топлива к концу этого периода по электростанции в целом, вместе с I очередью, — 500 г/квтч вместо 515 г/квтч, имевшихся к началу пятилетки. Задачи эти были успешно выполнены в 4 года и удельный расход топлива за 1949 г. составил 499 г/квтч в целом по станции.

3. В 1949 г. перед коллективом Каширской грэс была поставлена задача достижения удельного расхода топлива, включая I очередь, 480 г/квтч, что должно явиться образцом для конденсационной станции среднего давления. Это означает, что по II очереди станции должен быть достигнут удельный расход 460 г/квтч.

Работники электростанции единодушно признали такую задачу, хотя и весьма трудной и сложной, но вполне разрешимой и приступили к выполнению этого ответственного задания.

Было установлено, что при достигнутом уровне эксплуатации основным путем к дальнейшему повышению экономичности являются конструктивные улучшения имеющегося оборудования.

Наряду с этим выявлены размеры потерь от имеющихся еще недостатков в самой эксплуатации, например, недостаточная чистота рабочих поверхностей, неудовлетворительная плотность агрегатов, коммуникаций и т. п.

В результате был составлен перспективный план разработки и осуществления комплекса мероприятий, которые должны обеспечить решение поставленной задачи.

В этом направлении большую помощь электростанции оказывает ВТИ. Работники ряда его лабораторий в тесном содружестве с персоналом электростанции на протяжении последних лет уже разрешили ряд значительных вопросов. По некоторым вопросам оказали помощь ЦКТИ и МЭИ.

Ниже рассматривается состояние экономичности Каширской грэс на данном этапе и перспективы дальнейшего повышения ее по основным элементам теплового баланса.

На угольном тракте производится отбор глины, щепы и гэр. При этом с отходами неизбежно теряется некоторое количество топлива, составляющее 0,05—0,10% от всего расхода. Величины эти определяются взвешиванием отходов и их калорийностью. В зимний период угольный тракт отапливается, что является основным средством борьбы со смерзанием и потерей сыпучести угля. Перед отопительным сезоном 1951—1952 гг. все участки, обогревавшиеся ранее непосредственно отработавшим паром, в том числе и отопление угольного тракта, были переведены на горячую воду. После этого расход на отопление угольного тракта, по данным учета, сократился в отопительном сезоне с 0,56 до 0,45% и в среднем за год с 0,3 до 0,25% от расхода топлива по электростанции.

Напомним характерные особенности системы пылеприготовления Каширской грэс: 1) разомкнутая система сушки угля; 2) размыкание цикла до размола; 3) сушка отработавшим паром в трубчатых сушилках; 4) разمول в невентилируемых шаровых барабанных мельницах; 5) центральный пылезавод с подачей угольной пыли в котельную киньон-насосами. Эти особенности сами по себе еще не обеспечивали достигнутого уровня экономичности.

Только в результате упорной, кропотливой и непрерывной работы по совершенствованию сушильного и топочно-котельного процессов достигнуто такое положение, при котором преимущества разомкнутого цикла в полной мере реа-

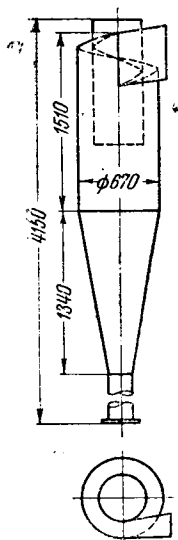


Рис. 1. Циклон типа НИИОГАЗ.

лизованы в котельной, а потери сушильного процесса сведены практически почти к нулю.

Для снижения потерь с уносом топлива в сушильных системах применены новые пылеулавливающие установки с циклонами типа НИИОГАЗ диаметром 664 мм (рис. 1) и обводного типа ВТИ-2 диаметром 1 000 мм (рис. 2), работающие с коэффициентом очистки в пределах 90—94% при тонкости поступающей в них пыли $R_{200} = 0-1\%$ и $R_{88} = 5-6\%$ взамен первоначально установленных фирмой циклонов диаметром 3 600 мм с к. п. д. 65—70%.

Одновременно были проведены работы¹ по уплотнению шахт сухого угля от присосов воздуха и снижено разрежение за сушилками.

В итоге потери с уносом в сушильных системах снижены до 0,25%, а в целом по пылезаводу с учетом потерь в центральной влагоотсосной системе и в аспирационных системах мельниц и пылевых бункеров котельной эти потери в сумме не превышают 0,35—0,40% против первоначальной величины их 1,5%.

Потеря тепла со сбросом в атмосферу сушильного агента, в данном случае воздуха при 90°С, составляет около 45 ккал/кг выпаренной влаги, что соответствует 0,4% от расхода топлива. Таким образом, обе специфические потери разомкнутого цикла в настоящее время в сумме не превышают 0,8%.

Потери тепла в котельной, связанные с производством пара для сушилки и относимые к потерям сушильного процесса, составляют около 0,7% от всего расхода топлива.

Затраты тепла на нагрев угля в сушилке составляют около 75%, часть этого тепла (40—50%) поступает с углем в топку.

С другой стороны, получается экономия топлива от выработки электроэнергии на тепловом потреблении сушилок, питаемых полностью отработавшим паром от турбин с противодавлением 3,0—3,5 ата, за счет которого вырабатывается 2,5% электроэнергии с расходом условного топлива 157 г/квтч. Это снижает удельный расход топлива по второй очереди на 1,7%.

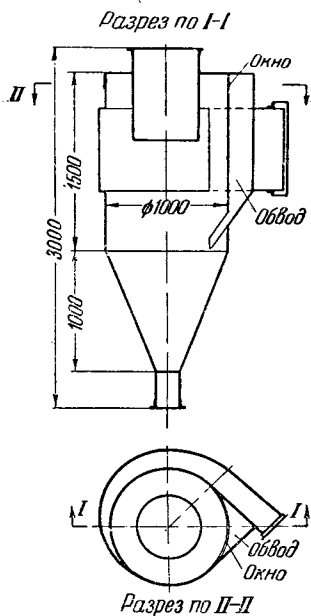


Рис. 2. Обводный циклон типа ВТИ-2.

¹ Эти работы выполнялись в содружестве с лабораториями газоочистки и сушильной ВТИ.

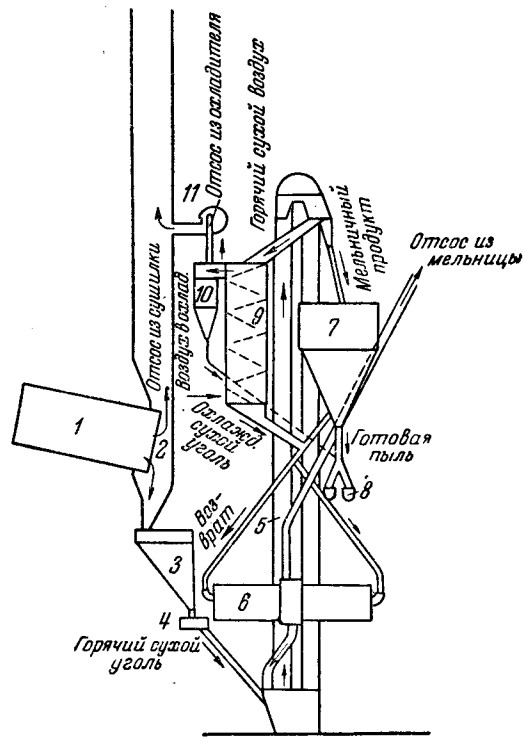


Рис. 3. Схема установки для охлаждения угля после сушилки.

1 — трубчатая сушилка; 2 — отсосная шахта; 3 — бункер сухого угля; 4 — питатель сухого угля; 5 — ковшевой элеватор; 6 — мельница; 7 — пылесепаратор; 8 — шнек готовой пыли; 9 — охладитель угля; 10 — циклон охладительной установки; 11 — вентилятор охладительной установки.

Учитывая все затраты тепла, связанные с сушилкой¹ и, с другой стороны, экономический эффект от выработки электроэнергии на тепловом потреблении сушилок, получаем к. п. д. сушильного процесса на Каширской грЭС:

$$100 - (0,35 + 0,4 + 0,7 + 0,75 \cdot 0,6) + 1,7 = 99,8\%$$

т. е. сушка угля производится в данном случае практически почти без потерь.

С учетом указанных потерь топлива на угольном тракте и затрат тепла на отопление его общей тепловой к. п. д. пылеприготовления с топливоподачей на Каширской грЭС доведен в настоящее время до 99,8—0,3 = 99,5%.

Однако этот уровень нельзя еще считать предельным. В настоящее время разрабатывается схема воздушного охлаждения горячего угля после сушилок с одновременным отвеиванием из него мелких фракций, не требующих размола, для направления их в шнек готовой пыли. Проверка такого процесса в установке, осуществленной на одном из агрегатов пылезавода (рис. 3), показала, что в случае организации воздушного охлаждения угля не только в специальной шахте, но и в бункере перед мельницей и в самой мельнице, дополнительная подсушка может достигнуть 3% (абсолютных) за счет тепла нагретого угля, что дает экономию топлива около 0,6%, а одновременное отвеивание при этом готовой пыли повышает производительность мельничного агрегата на 10%. Кроме того, устраняется причина увлажнения и налипания пыли на пылевом тракте.

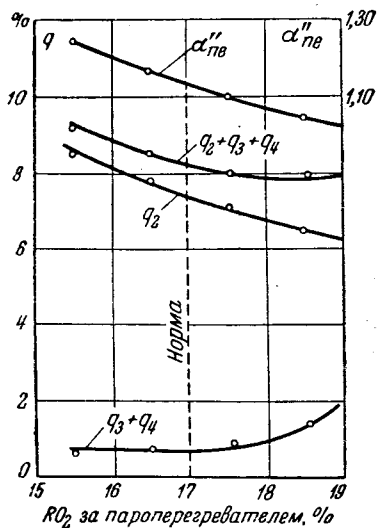


Рис. 4. Коэффициент избытка воздуха и тепловые потери котла II очереди в зависимости от содержания RO_2 .

Главным фактором повышения экономичности собственно котельной было усовершенствование топочно-котельного процесса. Особенности пылеприготовления являлись лишь благоприятной почвой, на которой большая работа по усовершенствованию процесса в котельной дала наилучшие плоды. Это подтверждается указанным ниже возрастанием к. п. д. брутто котлов за период эксплуатации II очереди, т. е. с 1933 г., в течение которого принципиальных изменений в схеме пылеприготовления не было:

	1933 г.	1951 г.
I и II очереди в целом . . .	77,8%	89,9%
II очередь	79,5%	90,7%

Такое повышение экономичности рассматриваемой котельной соответствует годовой экономии многих десятков тысяч тонн условного топлива и более 8 млн. квтч электроэнергии, затрачиваемой на пылеприготовление.

Наибольший эффект дала правильная организация процесса горения.

Независимость сушильно-мельничных агрегатов от работы топок обеспечивает работу их на постоянном оптимальном режиме, что позволяет хорошо выдерживать оптимальные нормы влажности (14—16%) и тонкости помола ($R_{200}=11,5—12,5\%$ и $R_{88}=40—45\%$) угольной пыли, независимо от изменений нагрузки котлов и качества поступающего на станцию топлива.

В настоящее время топки котлов II очереди работают с коэффициентом избытка 1,12—1,13 за пароперегревателем, чему соответствует $\alpha_m \approx 1,10$ (рис. 4). Дальнейшее снижение α_m невозможно вследствие шлакования топки.

Топочные потери при этом минимальны: $q_3=0—0,5\%$ и q_4 не превышает 0,2%. Такой избыток воздуха оказался достаточным в результате разработанной работниками электростанции системы порционирования топлива и воздуха на основе следующих принципов:

- 1) Использование в работе всех горелок (8 на котел) в возможно большем диапазоне нагрузок.
- 2) Обеспечение необходимого соотношения

топлива и воздуха не только в целом по топке, но и по каждой горелке.

Это достигается: по воздуху — соответствующей настройкой воздушных шиберов у горелок, а по топливу — контролем и корректировкой подачи пылепитателей по температуре аэропыли, измеряемой дистанционно перед каждой горелкой стационарными термометрами сопротивления.

3) Регулирование подачи воздуха по давлению его перед горелками.

4) Борьба с присосами воздуха в топку.

Малый коэффициент избытка воздуха, отсутствие сброса сушильных систем и высокое $\frac{Q}{V \cdot m^2} = 160—170$ тыс. ккал/час обуславливают температуру в наиболее активной зоне топки 1500—1600° С, что значительно превышает уровень максимальных температур в топках при замкнутом цикле сушки. Такой уровень температур в топке способствует лучшему выжигу горючих и выделению в зольник топки 45—50% золы топлива в виде шлака, что значительно снижает золовой износ конвективных поверхностей нагрева, дымоходов и пр.

Средняя величина отклонений RO_2 от нормы, характеризующая степень выдерживания оптимального режима горения, составляет по котлам II очереди 0,35% при допуске по нормам 0,5% и при ширине оптимального диапазона $\pm 0,15\%$.

Для надежного определения столь малых величин работниками теплоизмерительной лаборатории были значительно расширены шкалы регистрирующих газоанализаторов и проведена наладка их работы.

Автоматизация горения, внедренная на всех котлах II очереди и полностью используемая, способствует повышению экономичности горения еще не в той мере, в какой следовало ожидать. Объясняется это отсутствием в системах автоматики горения регуляторов, корректирующих соотношение воздуха и топлива по теплопроизводительности, а не только по количеству его. Такой дополнительный регулятор (пар-воздух), разработанный ВТИ, в настоящее время испытывается.

Для достижения минимальной потери с уходящими газами необходимо было также довести присосы воздуха по газовоздушному тракту, до возможного минимума. В настоящее время суммарный прирост избытка воздуха в пределах всех поверхностей нагрева по котлам II очереди удерживается на уровне 0,25 в среднем для трех котлов с трубчатыми и двух котлов с пластинчатыми воздухоподогревателями. При этом α за установкой составляет 1,35. Вместе с тем присосы в области хвостовых поверхностей нагрева по некоторым котлам еще превышают нормы «Правил технической эксплуатации».

Эффективность всей работы по воздушному режиму котельной установки характеризуется снижением α за установкой с 1,9—2 до 1,35 и q_3 соответственно с 4—5% до 0—0,5%.

Температура уходящих газов по котлам II очереди снижена с 240—260 до 180—190° С, главным образом за счет установки водяных экономайзеров, которых ранее не было. Одновременно воздухоподогреватели были заменены но-

выми. С установкой экономайзеров расход условного топлива по станции снижен на 4%. Габариты котельной ограничили возможное развитие хвостовых поверхностей нагрева. Однако, как показала позднейшая проектная проработка, в случае замены воздухоподогревателей малогабаритными системы ВТИ и увеличения за счет этого поверхности экономайзера возможно снизить температуру уходящих газов до 160—165°С.

Соответственно указанной температуре газов и α за установкой потеря q_2 составляет 6,9%, причем температура воздуха перед воздухоподогревателем равна 53,0°С. Добавляя к указанным q_2 , q_3 и q_4 также потерю с физическим теплом шлаков, оцениваемую примерно в 0,5%, потерю в окружающую среду установкой $q_5=1,2\%$ и пусковые (растопочные) потери 0,5%, получим суммарные потери по котлам 9,6% и к. п. д. брутто котлов 90,4%, что весьма близко к отчетному к. п. д., равному 90,7%, определяемому по пару и топливу. Приведенные данные являются среднегодовыми за 1951 г.

Потери теплового потока, представляющие собой весовые и тепловые потери пара между котлами и турбинами, включая расход пара на собственные нужды котельной составляют в среднем за год 1,4% и относятся целиком к котельной. Из них потери тепла в окружающую среду главными паропроводами составляют около 0,1% при средней теплоотдаче 230 ккал/м² час.

В 1950—1951 гг. старая разносортная теплоизоляция главных паропроводов была заменена новой, состоящей из двойного слоя стекломатов в 50 мм и слоя совелита в 80 мм.

Кроме того, к потерям теплового потока относятся тепловые потери химводоочистки, составляющие около 0,1%. Коэффициент полезного действия теплового потока соответственно указанным выше потерям составляет 98,5%.

Учитывая также приведенный выше к. п. д. пылеприготовления и топливоподачи, получаем общий к. п. д. нетто тепловой котельной с пылеприготовлением и топливоподачей:

$$90,7\% \cdot 0,985 \cdot 0,995 = 88,9\%$$

Этот уровень к. п. д. еще нельзя считать предельным, так как имеются некоторые возможности дальнейшего повышения его. В настоящее время осуществляется предложенное работниками электростанции снижение температуры уходящих газов котлов до 140—150°С за счет установки после воздухоподогревателей двух групп котлов-утилизаторов низкого давления: на давление 1,75 и 3 ата, пар от которых частично заменит пар II отбора — 6,5 ата, питающий в настоящее время испарители и деаэраторы².

Котлы-утилизаторы давлением 1,75 ата предназначены для питания паром деаэраторов. Другие, с давлением 2,5 ÷ 3 ата, намечается использовать для подогрева питательной воды после деаэраторов в одном или двух имеющихся подогревателях регенеративной системы. При условии же повышения давления в деаэраторах примерно

² В проектной разработке установки котлов-утилизаторов и развития хвостовых поверхностей нагрева котлов I очереди в порядке содержания принимала участие Котельная лаборатория ВТИ.

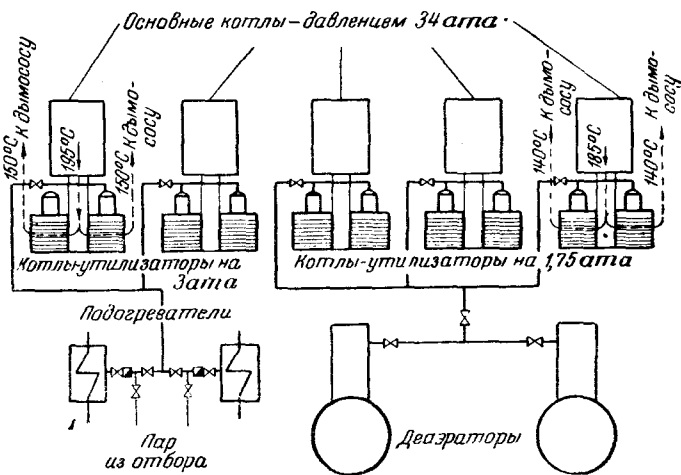


Рис. 5. Схема использования тепла уходящих газов в регенеративной системе посредством трубчатых котлов-утилизаторов низкого давления.

На схеме условно показано для каждого основного котла по 2 котла-утилизатора низкого давления, вместо четырех, устанавливаемых в действительности.

на 0,5 ат возможно будет использовать в них весь пар от котлов-утилизаторов.

На одном из котлов установка из четырех котлов-утилизаторов осуществлена в I квартале 1952 г. и находится в работе, причем расчетные величины подтвердились.

Котлы-утилизаторы (рис. 5) при питании химически очищенной водой заменяют испарители. Коэффициент полезного действия брутто котельной после установки котлов-утилизаторов должен повыситься на 2,4%, т. е. до 93%. В конечном итоге, с учетом вытеснения пара II отбора снижение удельного расхода топлива по II очереди станции составит 1,5%. Кроме того, проводится работа по дальнейшему уменьшению потерь пара и конденсата, по снижению присосов воздуха и т. д.

Годовой к. п. д. машинного зала электростанции в целом повышен с 27,5% в 1933 г. до 29,1% в 1951 г. По II очереди он доведен до 29,3% без учета выработки на тепловом потреблении углесушилок, так как этот теплофикационный эффект относится к показателям экономичности сушильного процесса.

Неудачная схема регулирования турбин II очереди фирмы Сименс-Шуккерт, в которой при полной мощности турбины около 25% пара отводится через перегрузочный клапан в камеру I отбора (13,5 ата) у двух турбин (рис. 6,а) и в камеру II отбора (3,7 ата) у одной турбины, потребовала проведения ряда режимных и реконструктивных мероприятий для наиболее экономичной работы в этих условиях.

При таком обводе пара особенно большое значение имеет поддержание его начального давления возможно более высоким, так как при этом повышается экономическая нагрузка и уменьшается доля дросселируемого пара. В процессе эксплуатации оказалось возможным повысить установленные фирмой пределы давления 27,5 ата и температуры пара 380°С до 29 ата и 395°С, что снизило удельный расход тепла турбинами на 2,5%.

Автоматизация рабочих процессов, широко внедряемая в котельной при участии Лаборато-

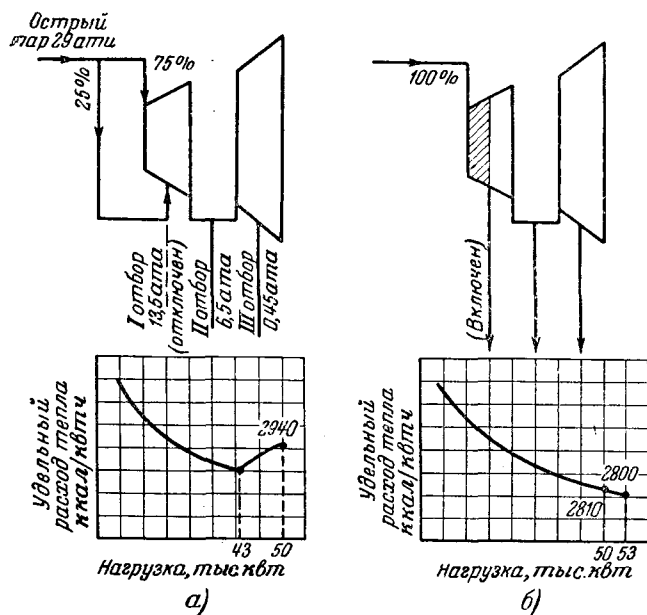


Рис. 6. Схема потоков пара и удельный расход тепла до и после изменения профиля лопаток части высокого давления турбины 50 тыс. кВт.

а — турбина с лопатками старого профиля; б — турбина с лопатками нового профиля части высокого давления (заштриховано).

рии авторегулирования ВТИ, обеспечивает поддержание этих параметров при средней величине отклонений от указанного уровня 0,2—0,25 ат и 2,5° С.

Улучшение равномерности параметров пара с внедрением автоматизации дает дополнительную годовую экономию около 2 600 т условного топлива.

Так как при указанной схеме использование первых отборов на перегрузочных режимах не экономично, то было введено использование подогревателей этих отборов в качестве дополнительных от вторых отборов, для чего были внесены некоторые дополнения в схему трубопроводов. Это несложное мероприятие дало дополнительный нагрев воды за счет II отбора на 14° С. Кроме того, силами электростанции увеличена на 54% поверхность нагрева двух подогревателей III отбора, что снизило среднегодовой недогрев воды с 8 до 3° С. Среднегодовая температура питательной воды соответствует норме—153° С.

Наконец, вследствие различия характеристик турбин, установленных на электростанции, существенное значение имело внедрение распределения между ними нагрузки станции по методу «относительных приростов расхода тепла», давшее экономию около 2 500 т условного топлива по сравнению с распределением, практиковавшимся ранее.

В 1951 г. на одной из турбин II очереди, по предложению и по проекту Лаборатории паровых турбин ВТИ, направляющие и рабочие лопатки девятнадцати реактивных ступеней части высокого давления были заменены лопатками нового профиля, что обеспечило пропуск через эти ступени всего пара при номинальной нагрузке и ликвидацию, тем самым, обвода и самого перегрузочного клапана.

В результате экономической стала номинальная нагрузка, при которой расход тепла снижен

на 4,4%, рациональным стало использование I отбора, а при максимально допустимом пропуске пара мощность турбины увеличена на 3—4 тыс. кВт сверх номинальной (рис. 6,б).

В 1952 г. будет осуществлено аналогичное коренное улучшение характеристики при одновременном повышении мощности и на второй такой же турбине.

Сложной оказалась проблема борьбы с заносом солями проточной части турбин II очереди. С введением (впервые в СССР) периодических промывок турбин влажным паром под нагрузкой мощность, как правило, уже не снижается. Потери от снижения экономичности уменьшились на 5 500 т условного топлива в год, но все же они составляют еще 1,5—2% за межпромысловый период. Поэтому за последние годы коллективом электростанции, в содружестве с ВТИ, ЦКТИ и МЭИ, проведен ряд работ, направленных на снижение соледержания пара по крайней мере ниже 0,1 мг/кг.

С этой целью с конца 1949 г. на II очереди грэс щелочность котловой воды снижена до 2—3° Н (0,71—1,07 мгэкв/л). Для опытной проверки на разных котлах выполнены два типа паросепараторных устройств ЦКТИ и одно—конструкции ВТИ, а на одном из котлов осуществлено предложенное МЭИ ступенчатое испарение, примененное впервые для котла, питаемого конденсатом и дистиллатом при соледержании котловой воды около 100 мг/л.

В результате всех этих мероприятий унос и отложения солей уменьшились. В настоящее время проводится сравнительный анализ результатов испытаний всех конструкций для выбора наиболее рационального решения.

Введено постоянное хлорирование охлаждающей воды (также впервые в СССР) и применяются периодические кислотные промывки трубок конденсаторов.

На конденсаторах всех турбин осуществлены различные реконструктивные мероприятия, заключающиеся в изменении схемы трубного пучка, в увеличении поверхности охлаждения, в изменении схемы отсоса воздуха и т. д.

В результате достигнуто повышение вакуума и снижено переохлаждение конденсата. Для всех турбин установлены нормы оптимального вакуума, выполнение которых постоянно контролируется. Среднегодовой вакуум составляет по турбинам II очереди 95,7% при норме 95,5% и при средней за год начальной температуре охлаждающей воды 8° С. Температурный напор в конденсаторах при этом 8° С, а переохлаждение конденсата 1,3° С.

В начальный период эксплуатации II очереди Каширской грэс потери конденсата составляли около 4%. Снижение до 1,4% достигнуто в результате систематической работы коллектива станции по следующим основным направлениям:

1. Постоянное наблюдение за плотностью пароводяных коммуникаций и своевременное устранение обнаруживаемых дефектов.

2. Максимальное сокращение атмосферных продувок и дренажей за счет направления их через закрытые продувочно-дренажные системы

в сборные баки или в паропроводы низкого давления.

3. Упрощение пароводяных коммуникаций, сокращение до необходимого минимума продувочных точек, конденсационных горшков, пароводозапорной арматуры и т. д.

4. Изменение пусковых режимов с целью сокращения пусковых потерь, как, например, изменение продувки пароперегревателей при растопках котлов, которая теперь начинается лишь по достижении в котле давления 4—5 ата, обеспечивающего продувку в паропровод низкого давления (3—3,5 ата), питающего углесушилки и подогреватели отопительной системы. На котлах I очереди в связи с этим подъем давления до этого уровня производится теперь только за счет парового разогрева, без огневой растопки. Последняя начинается лишь по достижении указанного давления, одновременно с открытием продувки перегревателя в паропровод низкого давления. Котлы II очереди допускают огневую растопку до указанного давления без продувки перегревателя.

Положительные результаты достигнуты в результате активного участия всего коллектива электростанции и особенно ведущего квалифицированного ядра (начальники смен, машинисты, кочегары, щитовые и другие) в социалистическом соревновании цехов, сквозных общестанционных смен, бригад, работников ведущих и остальных профессий.

Техническое обучение разных видов — периодические курсы повышения квалификации, систематический инструктаж, собеседования по техническим вопросам, стахановские школы, которыми охватываются все категории работников электростанции — также явилось важнейшим фактором повышения экономичности электростанции. Достаточно сказать, что за год только курсовыми формами технической учебы и стахановскими школами охватывается до 700 работников различных категорий.

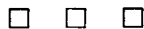
Повышение экономичности грэс было возможно благодаря изучению оборудования, усовершенствованию процесса и разработке дифференцированных оптимальных технологических норм и технико-экономических показателей.

Техническое обучение персонала, с одной стороны, и контроль процесса посредством достаточного количества регистрирующих измерительных приборов — с другой, в сочетании с настойчивой требовательностью со стороны руководства обеспечили необходимую технологическую дисциплину.

Внедрение дифференцированных норм и объективного учета их выполнения сделало социалистическое соревнование за повышение экономичности более конкретным и целеустремленным, что выразилось, в частности, во внедрении лицевых счетов экономии топлива и электроэнергии, а также явилось основой для повышения эффективности премирования эксплуатационного персонала за экономию топлива и электроэнергию.

ОТ РЕДАКЦИИ

Отмечая достижения Каширской грэс в снижении удельного расхода топлива, редакция считает, что этот большой положительный опыт должен быть использован всеми электростанциями МЭС.



Передовыми работниками среди сменного персонала Каширской грэс, ведущими систематическую борьбу за высокие технико-экономические показатели, являются: щитовой центрального теплового щита котельной II очереди Е. П. Павлов, завоевавший и прочно удерживающий почетное звание «Лучший кочегар системы Мосэнерго», машинисты турбин И. А. Вавилин и М. П. Лебедев, которым присуждено почетное звание «Лучший машинист системы Мосэнерго», кочегары котлов I очереди С. Е. Копылов и О. А. Родионова, машинист мельниц А. В. Быкова, старейшие работники Каширской грэс: старшие кочегары М. Е. Гаврилов и А. М. Матвеев, начальники смен И. С. Мозгалев, М. Ф. Осипенко, П. И. Крючков, Ф. П. Сухов и многие другие.

Из цеховых работников по ремонту оборудования и работников механического цеха, обеспечивающих высокую экономичность качественным ремонтом и выполнением многих работ по усовершенствованию оборудования, прежде всего следует назвать: старейших работников Каширской грэс бригадиров — слесарей А. П. Парушкина и В. И. Сидорина, слесарей А. Г. Чирина, П. А. Макарова, И. Ф. Кузьминова, И. А. Сударикова, С. В. Щавелина, Н. С. Кузнецова, В. С. Колесова, А. Н. Щавелева, которым присуждено почетное звание «Лучший слесарь системы Мосэнерго», бригадира слесарей-котельщиков механического цеха В. Д. Елисеева, бригадира-формовщика В. И. Горбатова, кузнеца М. С. Кузнецова, мастера И. Г. Тарасова и многих других.

Результаты усовершенствования теплоэнергетического процесса на Каширской грэс доказывают полную возможность работы конденсационной электростанции среднего давления на подмосковном и ему подобных углях со среднегодовым удельным расходом условного топлива на уровне 470 г/квтч.

Если учесть намечаемые выше пути дальнейшего повышения экономичности, то при положительном решении ряда вопросов, может стать реальным снижение его до 455—460 г/квтч.

У советских энергетиков есть силы, средства и желание в короткий срок добиться на всех электростанциях наилучших качественных показателей. Надо только надлежащим образом организовать и направить весь коллектив энергетиков на достижение этой цели.

Для каждой электростанции должен быть разработан перспективный технический план всего комплекса мероприятий, необходимых для повышения экономичности до возможного высшего уровня. Этот комплекс мероприятий, охватывающий все стадии технологического процесса, должен быть разработан на основе квалифицированного анализа эксплуатации электростанции, под руководством и при непосредственном участии соответствующих служб и отделов районных и главных управлений и с привлечением научно-исследовательских организаций. Возглавить всю эту работу должно Техническое управление Министерства.

Работа прямоточного котлоагрегата на грубой пыли бурых углей

Инж. Б. Э. Розенблат

В 1950 г. на одной из электростанций было проведено промышленное испытание прямоточного котлоагрегата¹, работающего на грубой пыли богословского и челябинского углей.

Характеристика котлоагрегата и топлива

Основные характеристики подвергнутого испытанию котлоагрегата (рис. 1) приведены ниже:

Паропроизводительность котла	200 т/час
Давление и температура пара на выходе из пароперегревателя	35 ата; 420° С
Температура питательной воды на входе в экономайзер	150° С

Температура уходящих газов при $D = 200$ т/час	200° С
Размеры топочной камеры:	
ширина	8,25 м
глубина	7 "
высота	20 "
Объем топочной камеры	1 153 м ³
Сечение топочной камеры	58 м ²
Схема пылеприготовления котла	Одноventильаторная с промбункером
Тип мельниц	Ш-287/470
Количество мельниц на котел	2
Тип горелок	Щелевая БПК с встречным расположением без расщекателей

¹ В экспериментальной части работы принимала участие инж. Е. М. Зыскина.

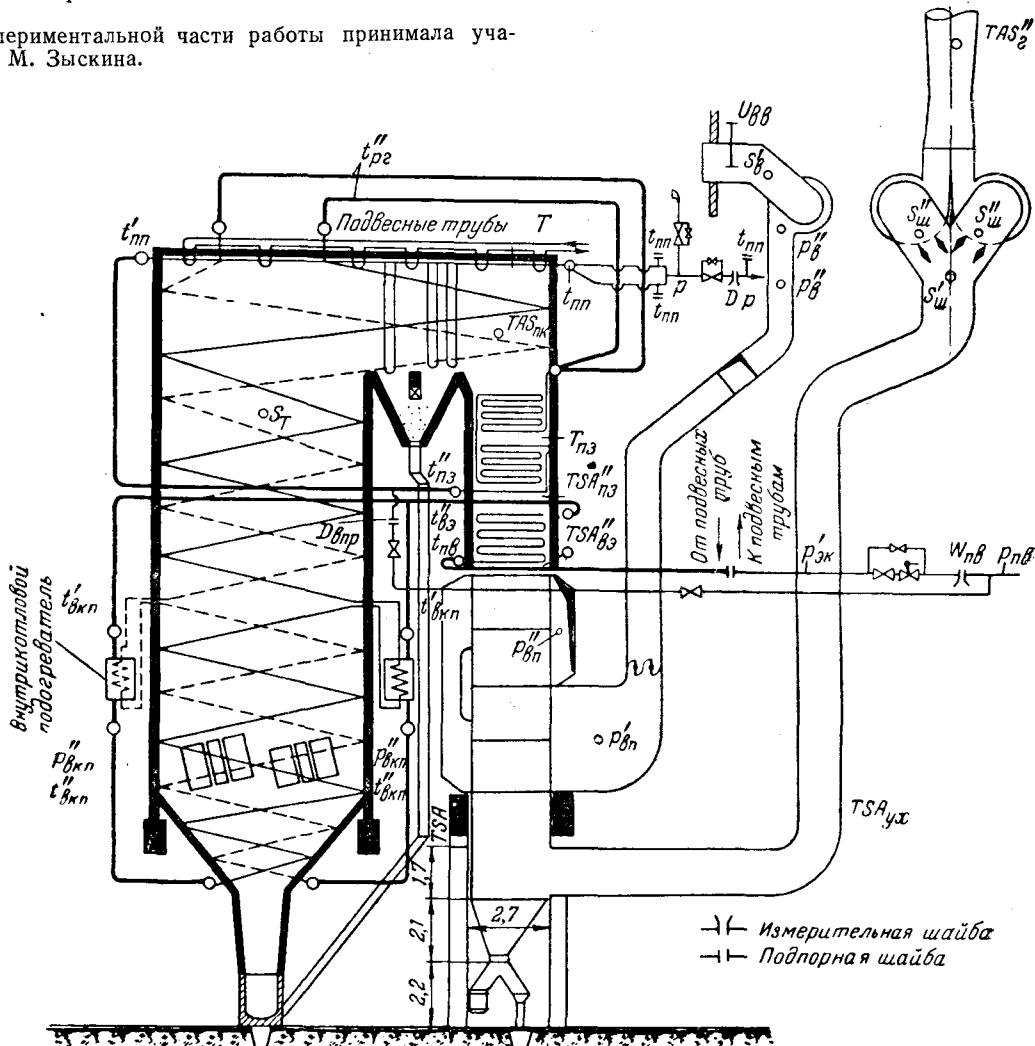


Рис. 1. Схема прямоточного котла 160/200 т/час с указанием точек измерений. р—давление; S—резрежение; t—температура пара и воды; T—температура газов; А—газовый анализ; σ —объемный анализ.

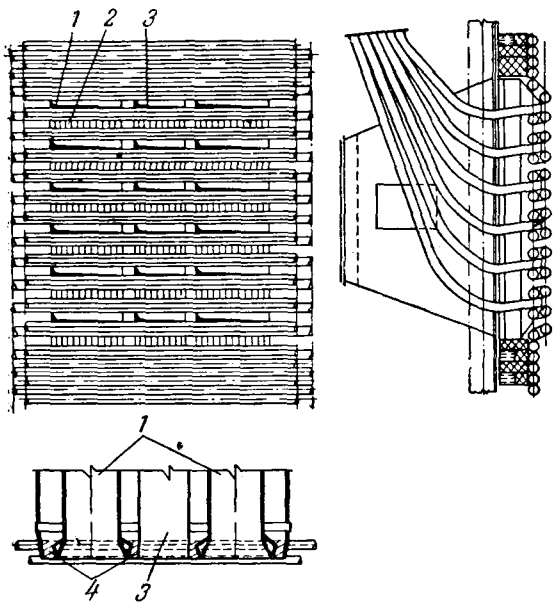


Рис. 2. Щелевая горелка БПК производительностью 8 м³/час.

1—канал аэросмеси; 2—канал вторичного воздуха; 3—канал холодного сброса; 4—кирпичная закладка боковых выходов вторичного воздуха.

Количество горелок на котел	8
Условная производительность горелки	8 м ³ /час
Количество холодных сбросов перчаточного типа	4
Суммарное сечение горелок по первичному воздуху	0,97 м ²
Суммарное сечение горелок по вторичному воздуху (после частичной закладки кирпичом)	1,23 м ²

Горелки данного агрегата отличаются от типовых меньшим сечением для прохода вторичного воздуха. Основные щели горелки частично, а вертикальные боковые полностью закрыты кирпичем.

Кроме этого, топочная камера снабжена четырьмя холодными сбросами, установленными в промежутке между двумя основными горелками. Блок из двух горелок и одного холодного сброса (рис. 2) находится в общем коробе вторичного воздуха.

Регулирование горелок по вторичному воздуху может производиться только по-блочно. В эксплуатационных условиях регулирование обычно осуществляется одновременно на все горелки воздействием на шибер, установленный на нагнетательной стороне дутьевого вентилятора.

Предварительная сушка топлива перед поступлением в мельницы осуществляется на нисходящем участке высотой около 2,5 м. Ввод возврата производится непосредственно в переднюю горловину, в результате чего не используется нисходящий участок перед мельницей для досушки возврата.

Сушильным агентом является смесь горячего воздуха и газов, отбираемых в газоходе перед переходной зоной.

На напорной стороне пылеприготовительные системы объединены общим коллектором и оборудованы плотными шиберами, которые обеспечивают при необходимости раздельную работу систем пылеприготовления. По условиям увязки скоростного режима работы систем пылеприго-

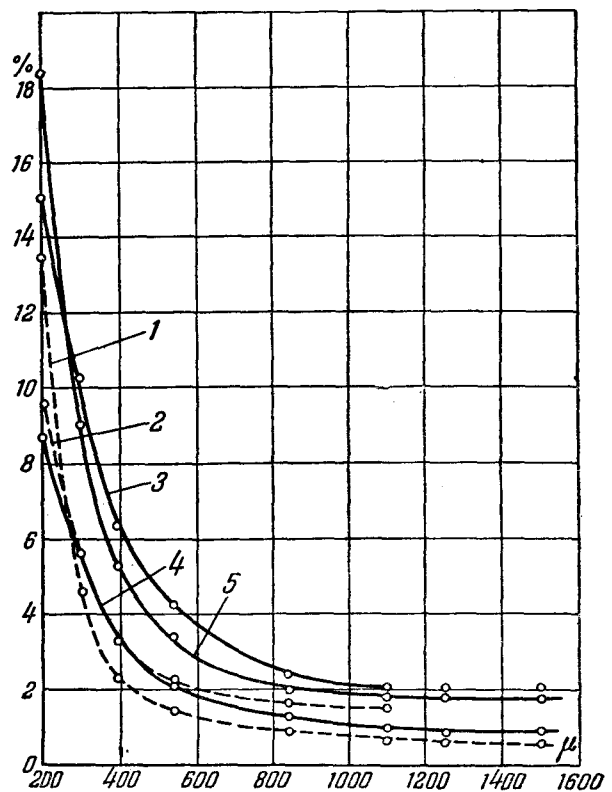


Рис. 3. Ситовая характеристика пыли богословского угля (мельница Ш-287/470, сепаратор ЦККБ диаметром 3 720 мм), циклон диаметром 4 000 мм.

1— $R_{200}=13,5\%$, $R_{88}=45,6\%$ (балансовый опыт № 9); 2— $R_{200}=9,6\%$, $R_{88}=39,1\%$ (опыт 3/VI 1950 г.); 3— $R_{200}=15,1\%$, $R_{88}=55,9\%$ (балансовый опыт № 31); 4— $R_{200}=8,7\%$, $R_{88}=43,8\%$ (балансовый опыт № 10); 5— $R_{200}=18,4\%$, $R_{88}=57,4\%$ (опыт 11/VIII 1950 г.).

товления и сбросных пылепроводов при работе одной системы пылеприготовления с тонкостью помола $R_{88}=45 \div 50\%$ число действующих сбросных пылепроводов должно быть ограничено шестью.

При необходимости использования в работе семи горелок от одной мельничной системы для обеспечения надежного пневмотранспорта в эксплуатации прибегают к присадке холодного воздуха перед мельничным вентилятором данной системы.

Хотя электростанция работает на смеси челябинского и богословского углей, но все опыты по сжиганию проведены в основном на богословском угле, который занимает доминирующую долю в топливном балансе электростанции (см. таблицу).

Крупность дробленого угля характеризуется остатком: $R_{20}=5\%$; $R_{10}=20\%$; $R_5=45\%$. Влажность пыли в балансных опытах составляла $W_n=10,8-14,5\%$. Ситовая характеристика пыли, полученная при расфевке на шести ситах, показана на рис. 3.

Такая характеристика пыли получена при совместной и раздельной работе мельниц с расходом вентилирующего агента по измерению перед мельничным вентилятором 55 000 ÷ 60 000 м³/час.

Внешние сепараторы при этом работали с радиально установленными лопатками при удаленных телескопических трубах и частично срезанных пылеотводящих патрубках. Высота поступающих

внутри сепаратора пылеотводящих патрубков при проведении опытов составляла 245 мм на сепараторе А и 90 мм на сепараторе Б.

Следует обратить внимание, что в пыли, полученной в мельницах с упрощенными сепараторами ЦККБ, чрезмерно грубые фракции, больше 1 мм, достигают 2%. Однако, как это будет показано ниже, сжигание такой пыли в большом топочном объеме протекает весьма экономично.

Результаты испытаний

Испытания проводились методом обратного теплового баланса в эксплуатационных условиях. Единственным отличием от обычного эксплуатационного режима было поддержание во время опытов неизменного избытка воздуха в топке при всех нагрузках котлоагрегата. Последнее не представляло затруднений, так как регулирование перегрева пара на данном агрегате можно осуществлять в широких пределах с помощью впрыска.

Для уточнения величины потери от механического недожога во время опытов, кроме определения содержания горючих в шлаке и уносе, производилось взвешивание в сухом виде всего шлака и уноса из-под воздухоподогревателя. Среднечасовой выброс уноса в дымовую трубу получался из золотого баланса по разности.

Верхний предел нагрузки определялся производительностью питательных насосов. Нижний предел нагрузки (по воде) $\omega = 100$ т/час установлен по условиям устойчивого горения пыли в топке без подсвечивания мазутом.

Проведенные испытания, как видно из таблицы, включают 12 опытов на богословском угле, один на челябинском при $D = 156$ т/час и два опыта на смеси богословского и челябинского углей.

Шлакования топки и пароперегревателя при всех нагрузках, в том числе и при сжигании челябинского угля, не наблюдалось. Все нагрузки до $D = 130$ т/час достигались при работе на шести горелках от одной действующей системы пылеприготовления.

Опыты с нагрузкой более 130 т/час в основном проведены при работе двух мельниц на 8 горелках и 4 холостых горелках, так как при работе одной мельницы котельный агрегат на этих нагрузках не обеспечивается пылью.

Работа двух систем пылеприготовления при нагрузке менее 130 т/час, как показали опыты, нецелесообразна по условиям поддержания устойчивого топочного процесса.

Особенность работы питательных насосов и гидравлическая характеристика котлоагрегата ограничили диапазон рабочих нагрузок, которые в опытах изменялись в пределах 125—169 т/час.

Воздушный режим котлоагрегата

В исследованном диапазоне нагрузок котлоагрегата 125—169 т/час при работе одной или двух мельниц необходимый избыток воздуха в топке $\alpha_m = 1,20 \div 1,25$ поддерживался при работе одного дутьевого вентилятора. Избыток воздуха в топке контролировался по анализу газов перед переходной зоной.

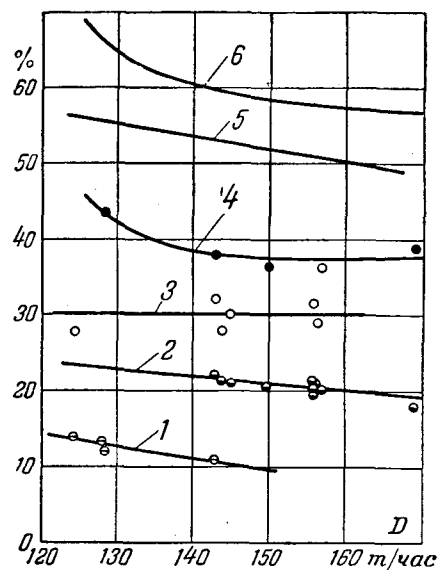


Рис. 4. Присос холодного воздуха в системе пылеприготовления и в топке в зависимости от паропроводительности котлоагрегата.

1—присос в системе пылеприготовления при работе одной мельницы; 2—то же при работе двух мельниц; 3—присос в топке при $t'_{эк} = 140 \div 150$ C; 4—то же при $t'_{эк} = 100 \div 120$ C; 5—суммарный присос при работе двух мельниц при $t_{пв} = 140 \div 150$ C; 6—то же при $t_{пв} = 100 \div 120$ C.

O—при температуре питательной воды $t'_{эк} = 140 \div 150$ C;

⊗—при $t'_{эк} = 100 \div 120$ C.

Сопротивление воздухоподогревателя по воздушной стороне при максимальной производительности дутьевого вентилятора 145 тыс. кг/час не превышало 45 мм вод ст. Пониженное сопротивление воздухоподогревателя по воздушной стороне объясняется малым количеством прошедшего через него воздуха, что явилось следствием чрезмерно большого присоса воздуха в топку. При нагрузке 160 т/час присос в топку достигал 50 тыс. кг/час, что составляет около 23% общего количества воздуха, участвующего в горении. При этом присос воздуха в системе пылеприготовления равен 17%; доля горячего воздуха не превышала 60% общего расхода воздуха.

Присос в топку при переходе на холодную воду с соответственно повышенным разрежением (в диапазоне исследованных нагрузок) составляет 30—37% теоретически необходимого количества воздуха (рис. 4). Присос воздуха по газодамам котла не зависит от нагрузки.

Чрезмерно большая величина присоса в топку, далеко выходящая за предусмотренные нормами пределы, является следствием не только плохой эксплуатации котлоагрегатов, но также и невнимания со стороны котлостроительных заводов к вопросу создания хороших конструкций уплотняющих устройств.

Режим работы горелок

Изменение скорости выхода вторичного воздуха из горелок в зависимости от паропроводительности котла показано на рис. 5. Скорость первичного воздуха не зависит от нагрузки котла.

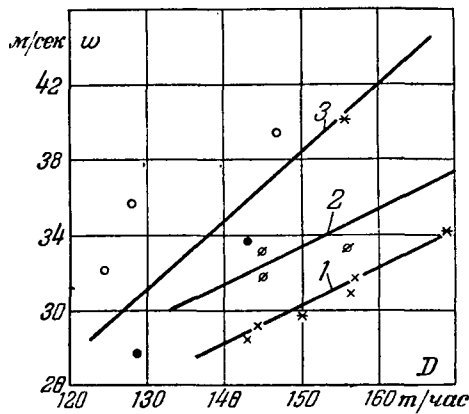


Рис. 5. Зависимость скорости выхода вторичного воздуха от паропроизводительности котлоагрегата.
 1— $\alpha'_{п.з} = 1,20-1,25$ (при работе двух мельниц); 2— $\alpha'_{п.з} = 1,25-1,30$ (при работе двух мельниц); 3— $\alpha'_{п.з} = 1,20-1,23$ (при работе одной мельницы).
 ○—при работе одной мельницы и $\alpha'_{п.з} = 1,20-1,23$, $t'_{э.к} = 140 \div 150^\circ \text{C}$;
 ●—то же при $t'_{э.к} = 100 \div 120^\circ \text{C}$; ×—при работе двух мельниц и $\alpha'_{п.з} = 1,20-1,25$, $t'_{э.к} = 140 \div 150^\circ \text{C}$; *—то же при $t'_{э.к} = 100 \div 120^\circ \text{C}$; ◊—то же при $\alpha'_{п.з} = 1,25-1,30$, $t'_{э.к} = 140 \div 150^\circ \text{C}$.

и связана с режимом работы пылеприготовительных систем.

Абсолютные значения скорости первичного и вторичного воздуха в диапазоне нагрузок $140 \div 160 \text{ т/час}$ при $\alpha_m = 1,20 \div 1,25$ лежат в следующих пределах:

при работе одной мельницы $w_n = 30 \div 32 \text{ м/сек}$; $w_{вт} = 35 \div 41 \text{ м/сек}$
 при работе двух мельниц $w_n = 32 \div 34 \text{ м/сек}$; $w_{вт} = 28 \div 32 \text{ м/сек}$.

Несколько большая величина скорости выхода первичного воздуха при работе двух мельничных систем является следствием увеличенного расхода сбросного агента и недостаточного сечения холодных горелок.

Снижение скорости вторичного воздуха при работе двух мельничных систем происходит вследствие сокращения доли вторичного воздуха в результате увеличения суммарного присоса в системе пылеприготовления. Последнее вызывает изменение воздушного баланса топки.

Установившийся в эксплуатации режим работы горелок в диапазоне исследованных нагрузок обеспечивает бесшлаковочную работу котлоагрегата с поддержанием устойчивого процесса горения. Обрыва факела и сепарации пыли из горелок, несмотря на грубый помол, при этом режиме не наблюдается.

Коэффициент полезного действия котлоагрегата

Коэффициент полезного действия котлоагрегата брутто и его отдельные составляющие по данным всех опытов показаны на рис. 6.

В диапазоне нагрузок $125 \div 170 \text{ т/час}$ к. п. д. котлоагрегата брутто изменяется весьма мало. Такое сравнительное постоянство объясняется характером изменения отдельных составляющих потерь. При переходе на работу с температурой

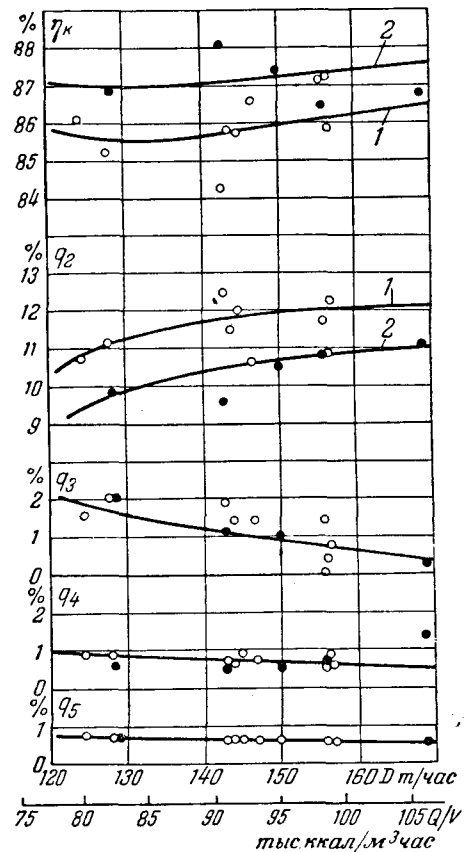


Рис. 6. Зависимость к. п. д. и тепловых потерь от паропроизводительности котлоагрегата ($R_{88} = 44 \div 53\%$).
 1—при $t'_{э.к} = 140 \div 150^\circ \text{C}$; 2—при $t'_{э.к} = 100 \div 120^\circ \text{C}$.
 ○—при температуре питательной воды $t'_{э.к} = 140 \div 150^\circ \text{C}$; ●— $t'_{э.к} = 100 \div 120^\circ \text{C}$.

питательной воды $100 \div 120^\circ \text{C}$ отмечается более высокое значение к. п. д. котлоагрегата по сравнению с работой на $t'_{э.к} = 140 \div 150^\circ \text{C}$.

Абсолютное значение к. п. д. котлоагрегата в диапазоне паропроизводительностей $125 \div 170 \text{ т/час}$ достигается: при работе с температурой питательной воды $100 \div 120^\circ \text{C}$ — $\eta_{ка} \approx 87 \div 87,5\%$ и при работе с $t'_{э.к} = 140 \div 150^\circ \text{C}$ — $\eta_{ка} = 85,5 \div 87\%$.

Тепловые потери

Абсолютное значение потери тепла от механической неполноты горения (рис. 6), несмотря на сжигание пыли грубого помола с $R_{88} = 44 \div 53\%$, относительно невелико и в диапазоне нагрузок $125 \div 170 \text{ т/час}$ находится в пределах $q_4 = 0,5 \div 0,9\%$.

Следует отметить, что величина потери от механического недожога даже в опытах с весьма грубой пылью с $R_{88} = 57 \div 58\%$ и $R_{200} = 18 \div 19\%$ (опыты № 2 и 15) при $D = 140 \div 150 \text{ т/час}$ также не превышает $q_4 = 0,6 \div 0,8\%$.

Экономичное сжигание столь грубой пыли объясняется не только ее качеством, но также большой величиной топочного объема и хорошей работой горелок.

Содержание горючих в уносе лежит в интервале значений $C_{yn}^2 = 0,6 \div 1,5\%$, а их содержание в золе, выпадающей в бункер воздухопод-

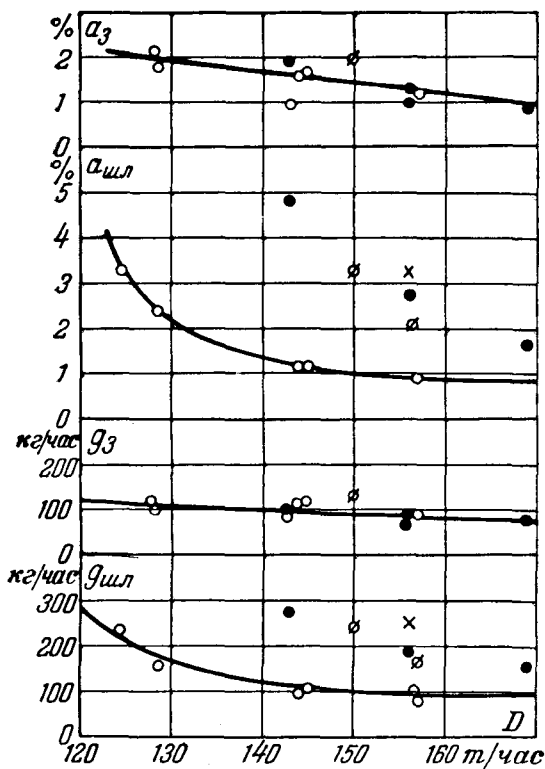


Рис. 7. Среднечасовой выход шлака и золы в зависимости от паропроизводительности котлоагрегата ($\alpha'_{п.з} = 1,20 \div 1,30$; $R_{88} = 42-57\%$).

○ и ● — на богословском угле при $t'_{эк} = 140 \div 150^\circ \text{C}$ и $t'_{эк} = 100 \div 120^\circ \text{C}$.
 × — на челябинском угле при $t'_{эк} = 140 \div 150^\circ \text{C}$; ◊ — на смеси челябинского и богословского углей при $t'_{эк} = 100 \div 120^\circ \text{C}$.

гревателя, обычно $C_z^z = 3 \div 5\%$. Несколько увеличенным следует считать количество горючих в шлаке, равное $C_{ш}^z = 14 \div 20\%$. Тем не менее это обстоятельство не оказывает существенного влияния на величину суммарной потери тепла от механической неполноты горения, так как среднечасовое количество шлака при работе на богословском угле весьма мало и при нагрузках свыше 130 т/час не превышает $1 \div 2\%$ общего количества золы топлива. Из графика рис. 7 видно, что среднечасовое количество шлака и золы при сжигании богословского угля снижается с увеличением нагрузки котла. Такая закономерность является следствием роста скоростей в топке и газоходах котла, с одной стороны, и гранулометрического состава очаговых остатков — с другой.

Вследствие высокой температуры плавления зола богословского угля, выпадающая в шлако-

вых бункерах, не спекается и сохраняет порошкообразную структуру.

При паропроизводительности котлоагрегата свыше 140 т/час на богословском угле среднечасовой выход шлака составляет не более 1% , а золы, выпадающей в бункерах воздухоподогревателя, $1,5\%$. Таким образом, в дымовую трубу уносится $97 \div 98\%$ всей золы топлива².

Увеличенный выход шлака при работе на челябинском угле объясняется большей зольностью и спекаемостью золы, что приводит к изменению гранулометрического состава ее в процессе горения.

Потеря тепла от химической неполноты горения (рис. 6) снижается с увеличением нагрузки в диапазоне $125 \div 160 \text{ т/час}$ до $0,3 \div 0,5\%$.

Существенную роль в снижении потери тепла от химической неполноты горения при росте нагрузки играет, повидимому, режим скоростей и температура в пределах топочного объема.

Потеря тепла с уходящими газами при постоянной температуре питательной воды возрастает с увеличением нагрузки в интервале $125 \div 170 \text{ т/час}$ на 1% , что в условиях постоянного избытка воздуха в топке определяется ростом температуры уходящих газов.

Снижение температуры и потери тепла с уходящими газами при переходе на питание котла холодной водой ($100 \div 120^\circ \text{C}$) вызвано увеличением тепловосприятия водяного экономайзера.

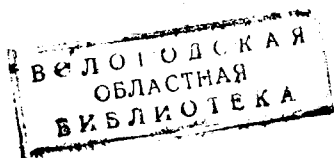
Высокое абсолютное значение потери тепла с уходящими газами является следствием недостаточной поверхности нагрева воздухоподогревателя и малой нагрузки его по воздуху из-за повышенных присосов в топке и системе пылеприготовления.

Выводы

1. Работа топки испытанного прямоточного котла в диапазоне нагрузок $125 \div 170 \text{ т/час}$ на грубой пыли богословского и челябинского углей с $R_{88} = 44 \div 53\%$ протекает достаточно экономично, и к. п. д. топки $\eta_m = 98 \div 99\%$.

2. Высокая экономичность топочного процесса получена на типовых щелевых горелках БПК с незначительной их модернизацией для снижения скорости первичного и повышения скорости вторичного воздуха.

² Столь высокое значение выноса золы в дымовую трубу необычно и нуждается в дополнительной проверке Ред.



Термические напряжения в конденсаторных трубках

Канд. техн. наук И. К. Гришун

Конденсаторные трубки даже в неработающем конденсаторе имеют некоторые постоянные напряжения, величина и характер которых зависят в основном от способа крепления трубок, расстояний между опорами и величины смещения отверстий в промежуточных перегородках относительно отверстий в трубных досках.

В двусторонне развальцованных трубках работающего конденсатора появляются дополнительные термические напряжения, обусловленные разностью коэффициентов линейного расширения трубок и корпуса, а также разностью температур их стенок. Подобные напряжения возникают и в трубках, укрепленных сальниками, в особенности при чрезмерной затяжке последних¹.

Величина термических напряжений в трубках может иногда достигать очень больших значений, в ряде случаев намного превышающих допустимые, поэтому представляет большой интерес установить режимы работы конденсационной установки, при которых эти напряжения достигают максимальных значений. Необходимость в такого рода работе особенно остро чувствуется при решении вопроса о допустимости эксплуатации установки при значительном отклонении режима работы ее от нормального, при установлении причин, повлекших за собой поломку той или иной трубки, при замене сальниковых уплотнений трубок двусторонним вальцеванием, а также при изыскании способов увеличения срока службы конденсаторных трубок.

При большинстве режимов работы конденсационных устройств, за исключением аварийных, разность термических удлинений корпуса конденсатора и трубок имеет незначительное положительное или отрицательное значение и в основном компенсируется за счет деформаций сжатия или растяжения трубок. Поэтому величину термических напряжений σ в трубках принято определять по следующей формуле:

$$\sigma = \Delta \epsilon E, \quad (1)$$

где $\Delta \epsilon$ — разность относительных термических удлинений корпуса конденсатора и трубок;

E — модуль упругости, кг/см^2 .

При таком определении величины напряжений не учитываются упругие деформации трубной доски и корпуса конденсатора, вследствие чего вычисленные значения σ получаются пре-

увеличенными: в большей мере при отсутствии анкерных или других связей для трубок, прилегающих к центральной части трубной доски, и в меньшей мере — для периферийных трубок, расположенных вблизи крепления трубной доски с корпусом конденсатора.

При рассмотрении условий работы двусторонне развальцованных конденсаторных трубок или трубок с чрезмерно затянутыми сальниками следует различать следующие стационарные режимы эксплуатации конденсационных устройств: а) при глубоком вакууме; б) при потере вакуума вследствие неудовлетворительной работы эжектора; в) при ухудшенном вакууме (конденсатор используется для нагрева воды в тепловой сети); г) при полной потере вакуума, обусловленной прекращением подачи охлаждающей воды; д) при холостом ходе турбины.

Значения термических напряжений, возникающие в латунных трубках одноходового конденса-

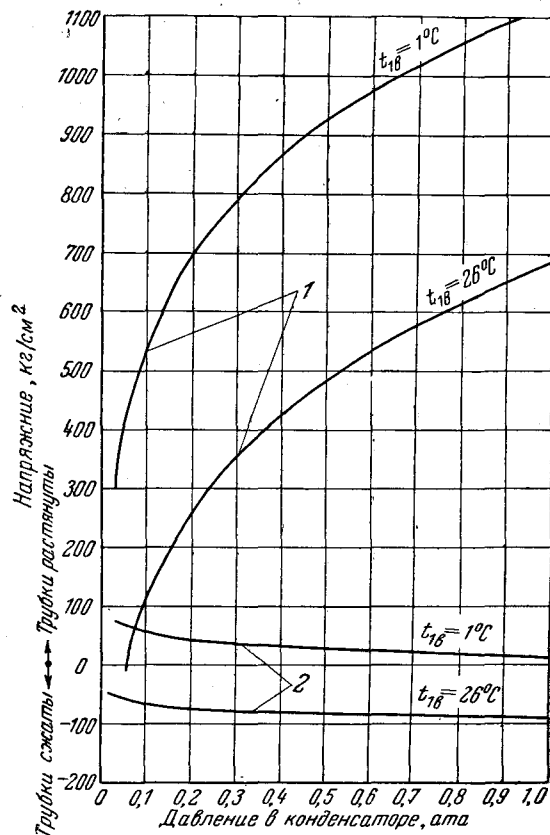


Рис. 1. Температурные напряжения в охлаждающих трубках одноходового конденсатора в зависимости от давления отработавшего пара и температуры охлаждающей воды (температура металла во время вальцевания $t_0 = 20^\circ\text{C}$).

1 — трубки воздухоохладителя на выходе паровоздушной смеси; 2 — трубки на стороне входа пара.

тора в случае работы при глубоком вакууме и потере последнего вследствие плохой работы эжектора, подсчитаны по уравнению (1) в предположении, что нагрев воды остается постоянным и составляет 8°C . Результаты подсчетов даны в графической форме на рис. 1 в зависимости от давления в конденсаторе и температуры охлаждающей воды t_{1s} .

При проведении подсчетов были использованы методика и исходные данные, принятые в ранее опубликованной работе автора², рассматривающей вопрос о замене сальниковых уплотнений конденсаторных трубок жестким креплением.

Из рассмотрения графика рис. 1 следует, что значения термических напряжений при работе с достаточно глубоким вакуумом составляют незначительную величину, но зато заметно увеличиваются, главным образом на стороне отсоса паровоздушной смеси, с уменьшением разрежения в конденсаторе и температуры охлаждающей воды. Таким образом, термические напряжения зависят от времени года и в значительной мере носят сезонный характер. Кроме того, величина σ сильно меняется в зависимости от расположения трубки в пучке. Более высокие напряжения, как правило, соответствуют трубкам на стороне выхода паровоздушной смеси. При низкой температуре охлаждающей воды, близкой к 1°C , все трубки конденсатора работают на растяжение. При более высокой температуре охлаждающей воды $t_{1s} = 26^{\circ}\text{C}$ и температурном напоре, т. е. разности температур конденсируемого пара и воды на выходе из конденсатора, $\delta t = 6^{\circ}\text{C}$ температура обработавшего пара составит

$$t_n = 26 + 8 + 6 = 40^{\circ}\text{C}.$$

Этому значению t_n в таблицах насыщенного водяного пара соответствует давление $p_2 = 0,075 \text{ атм}$. По графику рис. 1 устанавливаем, что при $p_2 = 0,075 \text{ атм}$ трубки на стороне входа пара в пучок будут сжаты ($\sigma \approx 60 \text{ кг/см}^2$), а трубки на стороне выхода паровоздушной смеси — растянуты ($\sigma \approx 55 \text{ кг/см}^2$).

Еще более высокие значения σ , как это непосредственно следует из рис. 1, возникают в трубках при потере вакуума вследствие неполадки с эжектором или значительном нарушении воздушной плотности вакуумной системы.

Повышенные термические напряжения в трубках возникают также в период пуска турбины, когда вакуум может составлять около 500 мм рт. ст. ($p_2 \approx 0,35 \text{ атм}$).

С увеличением числа ходов в конденсаторе (по воде) уменьшается средняя температура стенок трубок, расположенных обычно в первом ходе на стороне выхода паровоздушной смеси, и увеличивается средняя температура стенок трубок, находящихся в большинстве случаев в последнем ходе, на входе пара в пучок. Поскольку первые трубки работают, как правило, на растяжение, а вторые — на сжатие, увеличение числа ходов очень часто влечет за собой, при прочих равных условиях, увеличение термических напря-

жений, которое для четырехходового конденсатора может составить около 10—20% по сравнению с одноходовым конденсатором.

В случае использования конденсатора для нагрева воды в тепловой сети существенным образом изменяются в нем условия теплообмена, в частности по мере повышения температуры обратной сетевой воды увеличиваются значения коэффициентов теплоотдачи как с паровой, так и водяной сторон, в особенности, для трубок на стороне выхода паровоздушной смеси. С учетом этого обстоятельства по формуле (1) были подсчитаны величины термических напряжений в трубках в зависимости от температуры воды, поступающей в конденсатор.

При проведении подсчетов нагрев воды в конденсаторе определялся по температурному графику $140-70^{\circ}$ для разнородной нагрузки (75% — отопление, 15% — вентиляция и 10% — горячее водоснабжение). Средняя температура воды в первом и последнем ходах конденсатора принималась равной соответственно температуре обратной сетевой воды и температуре нагретой воды после конденсатора. Кроме того, приняты пределы изменения температурного напора δt от 4 до 8°C и коэффициента теплоотдачи с правой стороны для трубок воздухоохладителя на выходе паровоздушной смеси $\alpha_{n,вых}$ от 600 до $1000 \text{ ккал/м}^2 \text{ час}^{\circ}\text{C}$. Меньшие значения $\alpha_{n,вых}$ и δt соответствуют температуре обратной сетевой воды $t_{1s} = 42^{\circ}\text{C}$, а большие — $t_{1s} = 60^{\circ}\text{C}$. Остальные исходные данные оставлены без изменения. Результаты расчетов даны на рис. 2.

Рассматривая рис. 2, нетрудно установить, что величина термических напряжений для трубок на стороне входа пара в пучок будет больше, а на стороне выхода паровоздушной смеси — меньше в сравнении со случаем работы конденсатора с ухудшенным вакуумом вследствие неисправной работы эжектора (рис. 1). Кроме того, термические напряжения увеличиваются по мере повышения температуры обратной сетевой воды, а следовательно, и давления в конденсаторе.

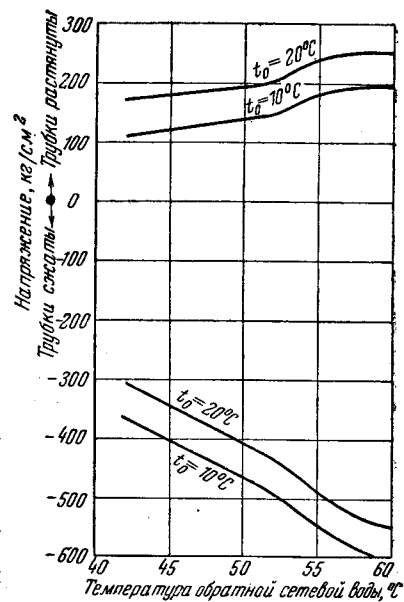


Рис. 2. Температурные напряжения в охлаждающих трубках многоходового конденсатора с ухудшенным вакуумом в зависимости от температуры обратной сетевой воды (t_0 — температура металла во время вальцевания).

² „Электрические станции“, 1949, № 3.

В случае полной потери вакуума³, обусловленной прекращением подачи циркуляционной воды, во всех трубках конденсатора возникают сжимающие напряжения, величина которых зависит от состояния обработавшего пара и расположения атмосферного патрубка по отношению к трубному пучку.

Если обработавший пар не перегрет, то температура стенок корпуса и, по крайней мере, температура стенок трубок верхнего ряда равны между собой, и компенсация термических удлинений трубок в основном происходит за счет их изгиба; поэтому для определения термических напряжений в данном случае не может быть использована формула (1). Приближенную оценку значений σ по более сложным формулам мы здесь не приводим.

Обычно при работе с выхлопом в атмосферу обработавший пар в той или иной степени перегрет, вследствие чего температура стенки корпуса t_k будет заметно отличаться от температуры стенки трубок t_m . В ряде случаев это еще больше способствует повышению термических напряжений в трубках.

Результаты экспериментальных исследований ЛМЗ, ХТГЗ и др. с одиночной трубкой показывают, что при $t_m - t_k > 60^\circ$ напряжения в трубке обычно превышают предел текучести. После окончания таких опытов трубка не возвращалась в исходное положение: она имела остаточные деформации.

При холостом ходе турбины обработавший пар очень часто имеет значительный перегрев. Это обуславливает повышение температуры стенок верхней части корпуса, в то время как температура стенок трубок будет немногим отличаться от температуры охлаждающей воды. В этом случае трубки верхних рядов будут подвержены значительным растягивающим усилиям. Величина этих усилий зависит не только от температуры обработавшего пара и температуры охлаждающей воды, но и конструкции конденсатора, в частности от размеров его горловины и диаметра трубной доски. Чем ниже температура охлаждающей воды, шире горловина и меньше диаметр трубной доски, тем выше, при прочих равных условиях, растягивающие усилия в трубках.

Как показывает практика, при работе на холостом ходе турбины мощностью 50 тыс. квт типа АК-50 ХТГЗ температура верхней части корпуса конденсатора достигает примерно 100°C . В зимнее время при снижении средней температуры трубок верхних рядов до 2°C термические напряжения, как показывают расчеты, могут составить при обычных условиях около $1\,300\text{ кг/см}^2$.

Для снижения температуры стенки корпуса конденсатора и выхлопного патрубка турбины при работе на холостом ходе на некоторых станциях применяется разбрызгивание с помощью того или иного устройства конденсата в нижней части выхлопного патрубка турбины или горловине конденсатора⁴. При применении этого спо-

соба температура горловины конденсатора при пуске турбины или режиме холостого хода превышает температуру насыщения отработавшего пара не более чем на $1-2^\circ\text{C}$. Однако следует иметь в виду, что наличие влаги в движущемся с относительно большой скоростью отработавшем паре может повлечь за собой эрозию верхних рядов трубок и их разрушение. Во избежание этого явления следует при принятии турбиной нагрузки немедленно отключать разбрызгивающее устройство.

Большой экспериментальный материал и практический опыт показывают, что напряжение увеличивает скорость коррозии и, что особенно важно, превращает ее иногда из равномерной в интеркристаллитную⁵. При наличии в латунных трубках напряжений, близких к пределу пропорциональности, скорость коррозии увеличивается примерно в два раза в сравнении со скоростью коррозии ненапряженного металла.

В этой связи представляют значительный интерес результаты наблюдений ЦКТИ (Ю. Д. Редько)⁶ за характером распределения поврежденных коррозией трубок в конденсаторах, охлаждаемых морской водой. Оказалось, что во многоходовых конденсаторах наиболее подвержены разрушению трубки, расположенные в первом ходе.

Ю. Д. Редько объясняет это неблагоприятной формой водяных камер, обусловивших местное повышение скоростей воды, которое повлекло за собой ударную коррозию. Такое объяснение представляется недостаточным. Как уже отмечалось выше, трубки первого хода, в особенности в местах крепления трубной доски с корпусом, имеют повышенные термические напряжения по сравнению с остальными трубками и это наряду с другими причинами способствует более интенсивной коррозии трубок первого хода.

Для уменьшения термических напряжений в трубках иногда применяется установка компенсатора той или иной формы на корпусе конденсатора или трубная доска эластично соединяется с корпусом. Наряду с этим довольно широко распространено представление, что для уменьшения термических напряжений в трубках достаточно осуществить предварительный погиб их в вертикальной плоскости за счет смещения отверстий в промежуточных перегородках относительно отверстий в трубных досках.

Установка компенсатора на корпусе конденсатора и эластичное соединение трубной доски с корпусом действительно способствуют снижению напряжений в трубах и вальцовочных соединениях, а так как ненапряженный металл, как уже отмечалось выше, корродирует медленнее, чем напряженный, то для увеличения срока службы конденсаторных трубок оба эти способа компенсации термических удлинений могут быть рекомендованы для использования на конденсаторах, охлаждаемых морской водой или водой, имеющей агрессивные свойства.

Что касается предварительного погиба трубок за счет смещения отверстий в промежуточных

³ Работа турбины с выхлопом в атмосферу, как известно, допустима только для специальных агрегатов или агрегатов небольшой мощности.

⁴ П. А. Сидоров, Охлаждение выхлопного патрубка паровой турбины, "Электрические станции", 1948, № 6.

⁵ Г. В. Акимов, Основы учения о коррозии и защите металлов, Металлургиздат, 1946.

⁶ Прочность элементов паровых турбин, Сборник статей, Машгиз, 1951 г.

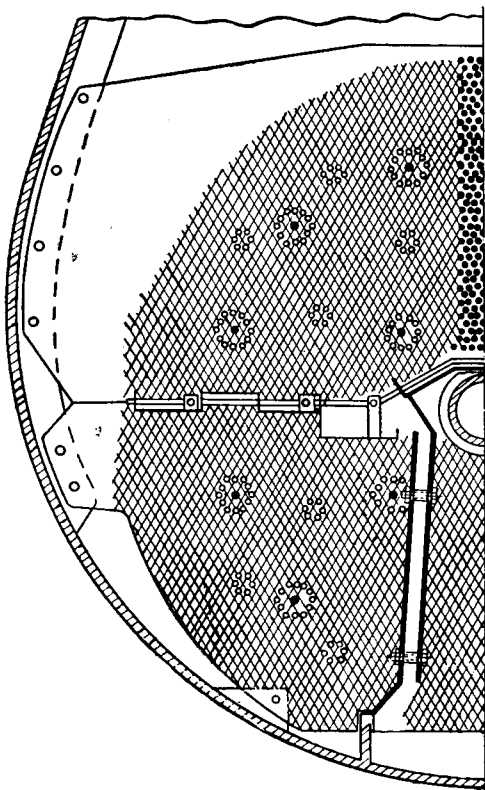


Рис. 3. Поперечный разрез конденсатора с центральным потоком пара (вновь установленные трубки, развальцованные с обеих сторон, зачернены).

перегородках, то ранее высказанное автором положение⁷ о возможности в этом случае уменьшения термических напряжений, основывавшееся на довольно распространенных высказываниях в печати и на результатах прикидочных подсчетов, не получило экспериментального подтверждения в опытах с одиночной трубкой. Предварительный погиб в тех пределах, которые встречаются на осуществленных конструкциях, не только не способствует уменьшению термических напряжений, но в отдельных случаях может даже повлечь за собой небольшое их увеличение⁸. Однако смещение отверстий в промежуточных перегородках имеет очень важное значение, поскольку оно обеспечивает надежное соприкосновение трубок с промежуточной перегородкой. Вследствие этого исключается возможность возникновения свободных колебаний очень низкой частоты, соответствующих колебаниям при отсутствии одной или нескольких промежуточных перегородок.

Величина смещения отверстий в промежуточных перегородках не должна быть чрезмерно большой, в противном случае уже в холодном состоянии после установки трубки в конденсаторе и развальцовки обоих концов в ней возникают значительные изгибающие моменты, которые при работе трубки на растяжение совпадают по знаку с дополнительными изгибающими моментами, появляющимися вследствие разности термических изменений корпуса и трубок.

⁷ См. сноску 2.

⁸ Здесь не следует смешивать предварительный погиб трубок, осуществляемый вне конденсатора, с последующим снятием путем отжига остаточных напряжений. В этом случае предварительный погиб способствует значительному уменьшению напряжений в трубках.

При проведении реконструкции устаревших типов конденсаторов очень часто возникает необходимость крепления вновь устанавливаемых трубок с помощью двусторонней вальцовки, в то время как остальные трубки уплотнены с одной или обеих сторон сальниками. В этом случае жестко закрепленные трубки играют роль дополнительных связей и несут повышенную нагрузку по сравнению со случаем двусторонней вальцовки всех трубок. Однако опыт показывает, что такие трубки даже при относительно небольшом числе их в ряде случаев работают достаточно надежно.

На рис. 3 приведено расположение трубок и анкерных связей конденсатора с центральным потоком. Согласно проекту реконструкции этого конденсатора наряду с другими мероприятиями было дополнительно установлено 220 двусторонне развальцованных трубок, в то время как остальная масса трубок, около 4 800, осталась уплотненной с обеих сторон посредством сальников⁹. Несмотря на то, что конденсатор охлаждается проточной водой, температура которой снижается примерно до 0°С, а при холостом ходе турбины температура отработавшего пара достигает 100°С, в течение трех лет эксплуатации не обнаружено никаких нарушений плотности вальцовочных соединений вновь установленных трубок.

В другом проекте реконструкции конденсатора, трубки которого с одной стороны развальцованы, а с другой — уплотнены сальниками, была удалена центральная анкерная связь, мешавшая устройству центрального прохода (рис. 4). Взамен этого относительно небольшая группа трубок, около 120, прилегающая к центральной части трубной доски, переведена на жесткое крепление посредством двустороннего вальцования. Предварительно расчетом было установлено наличие достаточного запаса прочности при работе двусторонне развальцованных трубок на продольный изгиб.

Интересный случай устранения гидравлической неплотности конденсатора имел место на одной из электростанций СССР. Охлаждающие трубки этого конденсатора диаметром 24×1 мм с одного конца развальцованы, с другого уплотнены сальниковой набивкой. Вследствие интенсивной коррозии трубной доски с водяной стороны для значительной части трубок оказалось невозможным выполнить надежно работающее сальниковое уплотнение, что сильно снизило гидравлическую плотность конденсатора. В качестве временного мероприятия было решено развальцевать трубки в оставшихся неповрежденных поясках, находящихся за нарезной частью сальникового уплотнения. Длина поясков составляла всего лишь 12 мм, поэтому в данном случае вальцевание трубок было проведено на всей длине пояска.

Кратковременный опыт работы показывает, что прочность такого вальцовочного соединения (на пояске длиной всего 12 мм) оказалась достаточной, чтобы противостоять продольным усилиям, обусловленным термическими напряжениями. Следовательно, для повышения гидрав-

⁹ Г. А. Мури н, Реконструкция поверхностного конденсатора, с центральным потоком, «За экономию топлива», 1950, № 9.

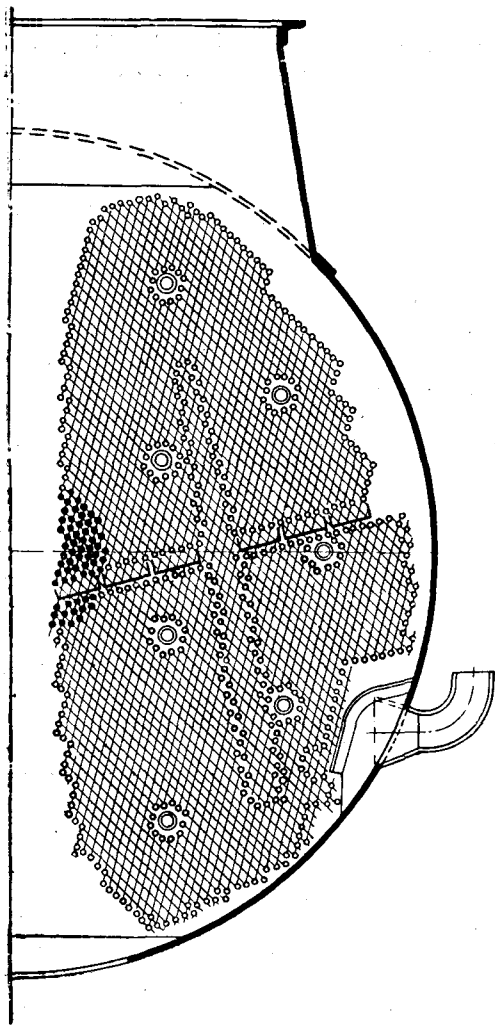


Рис. 4. Поперечный разрез конденсатора АЕГ (трубки, развальцованные с обеих сторон, зачернены).

лической плотности конденсационной установки в аналогичных случаях в качестве временного решения вопроса можно рекомендовать переход на двустороннее вальцевание трубок.

На одной из приморских электростанций было замечено, что наиболее подвержены коррозии охлаждающие трубки, расположенные в зоне охлаждения паровоздушной смеси передней половины конденсатора, обращенной в сторону турбины. Этот конденсатор имел значительный паровой перекос, т. е. неодинаковое распределение отработавшего пара по обеим половинам конденсатора. Физическая сущность этого явления и мероприятия по его ослаблению довольно подробно рассмотрены в отдельной работе ВТИ¹⁰.

При наличии парового перекоса в переднюю половину конденсатора поступает меньше пара, чем в заднюю; следовательно, передняя половина имеет увеличенную зону охлаждения паровоздушной смеси и соответственно увеличенное число более напряженных трубок. Это обстоятельство является причиной преждевременного выхода из строя указанных трубок.

Как показывают опытные данные ВТИ, явление парового перекоса может быть значительно

¹⁰ Л. Д. Берман и Г. А. Мурип, Паровой перекос в конденсаторах паротурбинных установок, „За экономию топлива“, 1948, № 2.

ослаблено при уменьшении присосов воздуха. Поэтому для увеличения срока службы трубок средней половины конденсатора нужно стремиться к всемерному повышению воздушной плотности конденсационной установки, что, кроме того, улучшит вакуум в конденсаторе.

Эксплуатация конденсаторов, охлаждаемых проточной водой, не имеющей агрессивных свойств, при наличии чрезмерно увеличенной зоны охлаждения паровоздушной смеси в отдельных случаях тоже сопровождается поломкой трубок. Подобное явление наблюдалось на электростанции, где конденсатор с двусторонне развальцованными трубками имел низкую удельную паровую нагрузку, примерно $30 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$, и где по ряду причин не применялось регулирование подачи охлаждающей воды. На указанном конденсаторе ежегодно в зимнее время наблюдалось разрушение трубок, главным образом в зоне охлаждения паровоздушной смеси. Поскольку в данном случае не было установлено повышенной вибрации трубок, поломку последних нетрудно устранить уменьшением в зимнее время количества охлаждающей воды.

Приведенные из практики эксплуатации и реконструкции конденсаторов примеры свидетельствуют, что даже при наличии ориентировочных данных о величине термических напряжений существенно облегчается решение вопросов, возникающих при эксплуатации и реконструкции конденсаторов.

Выводы

1. Наибольшие термические напряжения возникают в большинстве случаев в трубках, расположенных в зоне охлаждения паровоздушной смеси, в период низких температур охлаждающей воды.
2. Термические напряжения зависят от температуры охлаждающей воды, а следовательно, и от времени года и в значительной мере носят сезонный характер.
3. Фактические термические напряжения зависят от величины деформации трубной доски и самокомпенсации корпуса, поэтому даже при отсутствии специальных компенсирующих приспособлений действительные напряжения у большей части трубок вследствие, главным образом, прогиба трубной доски будут иметь небольшие значения. Только незначительная часть трубок, расположенных у анкерных связей и на периферии трубной доски, в особенности в зоне расположения воздухоохладителя, имеет повышенные напряжения.
4. При низких температурах охлаждающей воды, порядка 1°C , все трубки конденсатора работают на растяжение.
5. В многоходовых конденсаторах термические напряжения в трубках существенно больше, чем в одноходовых.
6. В случае охлаждения конденсаторов морской водой или водой, имеющей агрессивные свойства, для увеличения срока службы конденсаторных трубок целесообразна установка компенсатора на корпусе конденсатора или иного приспособления для компенсации термических удлинений трубок.



Дренажные щелевые колпачки ВТИ-К и ВТИ-5

Инж. С. Г. Морозов и канд. техн. наук Ф. Г. Прохоров

Создание конструкций катионитовых и механических фильтров без подстилочных слоев имеет большое практическое значение, так как при отсутствии их заметно сокращаются габариты этих аппаратов и упрощается их эксплуатация. Однако широкое внедрение бесподстилочных фильтров тормозилось до сего времени из-за отсутствия промышленного производства колпачков надлежащего качества.

Предложение Г. А. Шугай — прорезывать фрезой щели в глухих пластмассовых колпачках — позволило лишь в отдельных случаях силами самих электростанций проводить усовершенствование дренажной системы фильтров. Кроме того, такие колпачки создавали относительно повышенное гидравлическое сопротивление дренажной системы из-за ограниченности числа щелей.

Создание пористых колпачков, предложенных М. И. Чиркиным, путем использования стандартных дырчатых колпачков в качестве втулки также не создавало предпосылок массового перевода фильтров на бесподстилочные дренажные устройства. Работа втулки была недостаточно надежна. В дальнейшем московский абразивный завод по чертежам ВТИ разработал технологию и освоил массовое производство пористых колпачков на втулке новой конструкции, но все это позволило удовлетворить лишь нужды предприятий, работающих с нейтральными и кислыми водами.

Для фильтров в схемах с предварительным известкованием создавалась возможность разрушения пористой массы щелочной водой вследствие постепенного выщелачивания связывающего материала — продукта полимеризации бакелитового лака. Кроме того, использование пористых колпачков в механических фильтрах требует обязательного применения при их взрыхлении хоро-

шо осветленной воды, что на практике выдержать не всегда возможно.

В ряде случаев создается опасность заметного повышения сопротивления пористых колпачков по причине засорения их пор различными от-

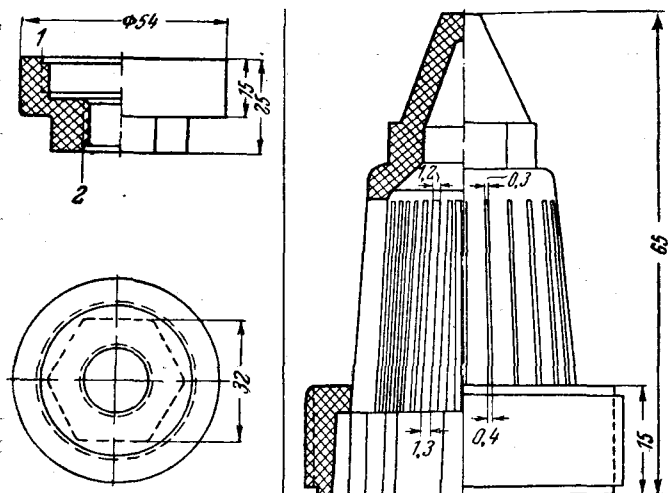


Рис. 2. Переход колпачка ВТИ-К.

1—внутренняя резьба диаметром $1/2''$ тр для наворачивания на штуцеры; 2—внутренняя резьба диаметром $1/2''$ тр для ввертывания головки колпачка.

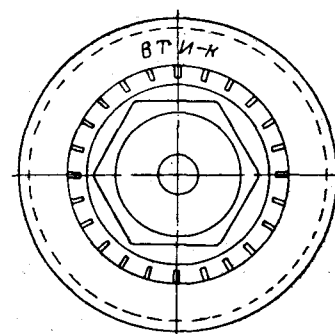


Рис. 3. Головка колпачка ВТИ-К

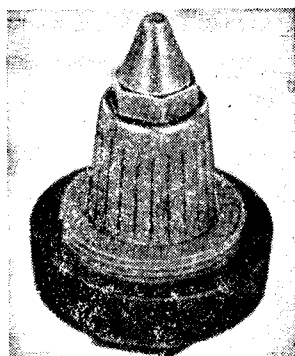


Рис. 1. Колпачок ВТИ-К.

ложениями. Это обстоятельство затрудняет, в частности, использование пористых колпачков в фильтрах открытого типа.

Перевод механических и катионитовых фильтров на бесподстилочное дренажное устройство, независимо от величины рН обрабатываемой воды может быть осуществлен с помощью универсальных щелевых колпачков ВТИ-К и щелевых колпачков ВТИ-5.

Колпачки ВТИ-К (рис. 1) разработаны авторами статьи с участием работников завода «Карболит». В настоящее время завод, освоив технологию, приступил к массовому производству колпачков, состоящих из двух частей: перехода и головки колпачка.

Переход (рис. 2) имеет две внутренние резьбы: при помощи одной он может наворачиваться

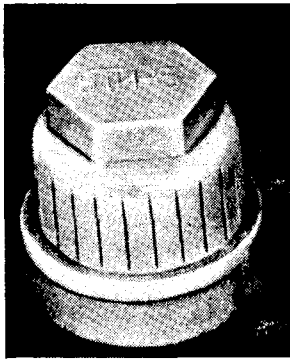


Рис. 4. Колпачок ВТИ-5.

на штуцеры дренажной системы, а другая резьба служит для ввертывания головки колпачка. Переход изготавливается из того же материала, что и стандартный колпачок.

Головка (рис. 3) имеет коническую форму. Нижняя ее часть снабжена резьбой, с помощью которой головка ввинчивается в переход. Верхней части головки придана форма шестигранной гайки для облегчения ее ввинчивания. Головка щелевого колпачка изготавливается из полистирола и имеет 24 продольных щели высотой 25 мм. Наружная ширина щелей колеблется от 0,3 до 0,5 мм, а внутренняя — от 1,2 до 1,4 мм. Общая площадь живого сечения всех щелей одного колпачка составляет 240 мм².

Универсальность щелевого колпачка ВТИ-К заключается не только в изготовлении его деталей из соответствующих коррозионноустойчивых материалов, но и в возможности применения его для дренажных систем различных конструкций. В частности, головка щелевых колпачков, имеющая резьбу, может быть применена и при выполнении дренажной системы в виде закрепленного листа металла.

Наличие в нижней части головки «захватов» (выступов) и ее коническая форма позволяют при соответствующих конструкциях дренажной системы фильтров производить смену поврежденных головок со стороны пространства между ложным и настоящим днищем фильтра, не прибегая к разгрузке аппаратов.

Колпачки ВТИ-5 (рис. 4) также разработаны авторами статьи, а технология и их массовое изготовление освоены Токаровским заводом Министерства электропромышленности (рис. 5).

Колпачок ВТИ-5 изготавливается из фарфора. В нижней части он имеет внутреннюю резьбу диаметром 1/2" тр., с помощью которой навертывается на штуцер дренажной системы. Верхняя часть имеет 24 щели, расширяющиеся внутрь, с наружным размером 0,4 мм и внутренним 1 мм. Высота щели 20 мм. Общая площадь живого сечения всех щелей одного колпачка составляет

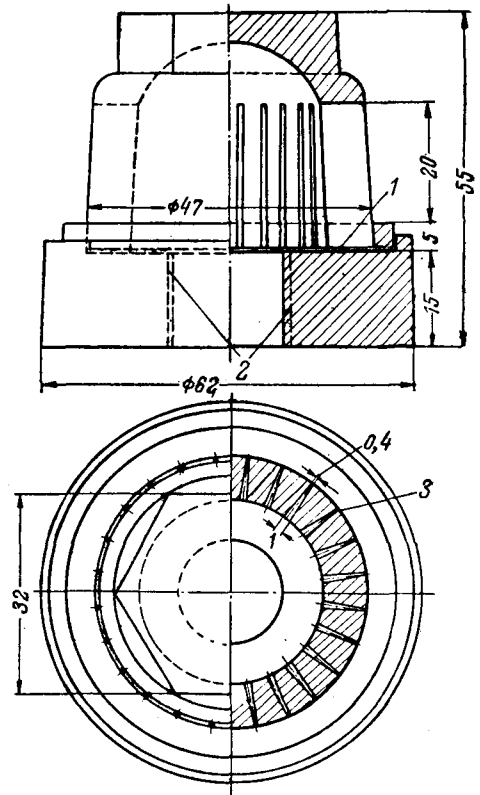


Рис. 5. Разрез колпачка ВТИ-5.

1—линия сварки; 2—внутренняя резьба диаметром 1/2" тр.; 3—24 щели, равномерно расположенные по окружности.

192 мм². Для удобства навертывания колпачок в верхней части имеет шестигранную головку под ключ.

Ввиду того, что колпачки изготавливаются из фарфора, они могут быть использованы в любых фильтрах независимо от температуры и рН фильтрующих растворов.

Колпачки обеих систем обладают незначительным гидравлическим сопротивлением, что особенно важно при их использовании в фильтрах, работающих при высоких скоростях фильтрования. Пропускная способность щелевых колпачков в зависимости от гидравлического сопротивления характеризуется следующими цифрами:

	ВТИ-К	ВТИ-5
80 мм вод. ст.	0,80 м ³ /час	0,62 м ³ /час
130 " " "	1,15 " "	0,82 " "
170 " " "	1,34 " "	0,96 " "

Организация промышленного выпуска щелевых колпачков ВТИ-К заводом «Карболит» и щелевых колпачков ВТИ-5 Токаровским заводом устраняет существовавшие до сего времени препятствия к переходу на более совершенные конструкции фильтров.



Блочный монтаж котла ПК-10

Инж. Б. И. Завадский и инж. В. А. Ильин

Монтаж котла высокого давления типа ПК-10 производительностью 230 т/час осуществлялся в котельном цехе рядом с другим действующим котлом.

Подача блоков и оборудования в помещение котельной производилась на железнодорожных платформах через ворота временного торца (рис. 1). Погрузка блоков на платформы проводилась железнодорожным краном, деррик-краном и автокраном; эти же краны использовались и для сборки блоков.

В котельной ячейке имеется мостовой кран грузоподъемностью 34 т (тележка имеет грузоподъемность 50 т).

Площадка для сборки блоков размещалась перед временным торцом здания.

Выполнение монтажа осложнялось тем, что грузоподъемность мостового крана была меньше

веса основного барабана и веса части блоков, что ограничивало их вес и усложнило некоторые подъемы.

Конструктивные особенности здания, крана и котла приводили к тому, что после установки пароперепускных труб пароперегревателя кран не мог проходить над котлом и, следовательно, обслуживал только правую сторону котла.

Для облегчения заводки части блоков к месту установки было решено перевязку стенок каркаса балками боковых стен Б2, Б3, Б4, Б9, Б10, балками потолка БП6, БП7 и боковыми фермами жесткости Ф4 проводить не заранее, а по мере заводки на место блоков (см. ниже рис. 4).

Решение это содержало в себе элементы технического риска. Наблюдения за размерами каркаса и вертикальностью его колонн показали, что при правильно установленных временных перевязках каркаса котла его геометрические размеры сохраняются.

Отказ от заблаговременной перевязки каркаса котла элементами боковых стен позволил расширить номенклатуру блоков (пароперегреватель, фронтной и задний экраны) и упростить условия подъема и установки таких узлов как барабан, боковые экраны и т. д.

Основная масса блоков была скомплектована из естественно тяготеющих друг к другу деталей и не потребовала для своей сборки каких-либо приспособлений, кроме обычных стеллажей.

Исключения составляют блоки пароперегревателя. Для сборки этих блоков (а главное их транспортировки) были спроектированы и изготовлены специальные приспособления (рис. 2). Стоимость этих приспособлений невелика и полностью окупается при сборке двух котлов.

Очень несложные приспособления применялись для сборки и подъема блоков экономайзера (рис. 3) и экранов. Все эти приспособления съемные и могут служить многократно.

Порядок работы и номенклатура блоков даны в таблице и на рис. 4, на котором блоки обозначаются теми же цифрами, что и в таблице.

Из таблицы следует, что в результате блочной сборки монтажный участок получил возмож-

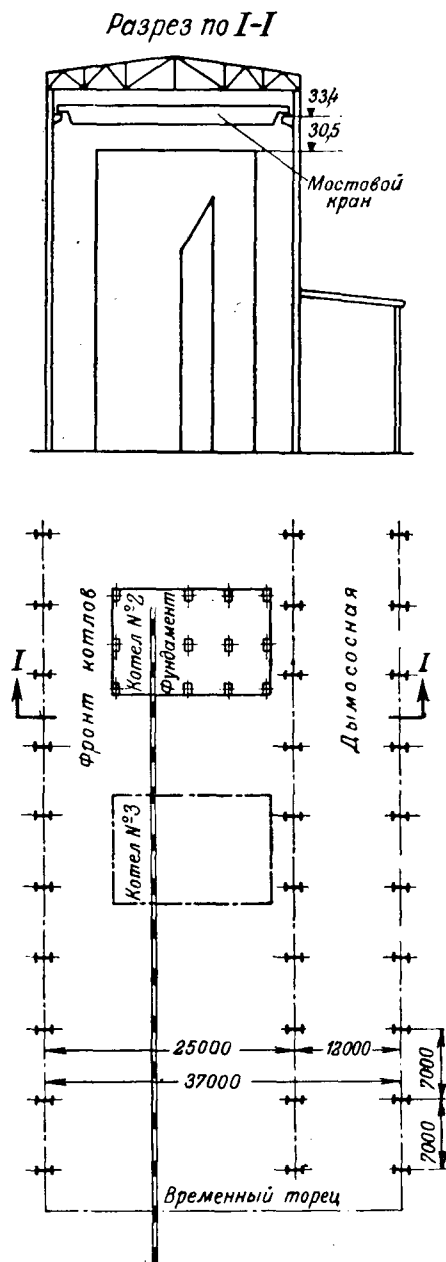


Рис. 1. План и разрез котельной.

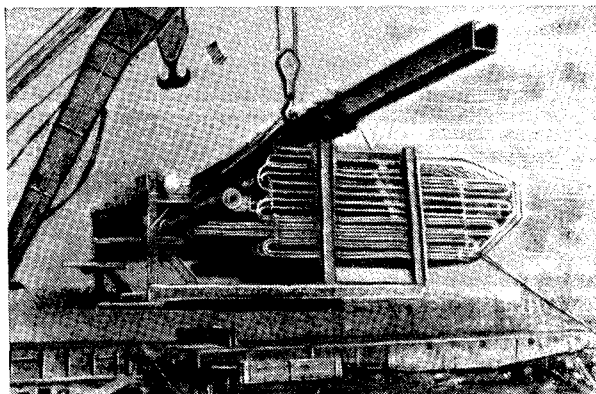


Рис. 2. Блок выходного пакета пароперегревателя со специальным приспособлением для сборки.

ность за 84 подъема установить на место 822,9 т оборудования котла, что при общем весе котла 1145 т составляет процент блочности $\frac{822,9}{1145} = 72\%$.

Из не вошедших в блоки 322 т оборудования часть падает на водоподводящие трубы с опорами (45 т), на лестницы и площадки (60 т) и на лючки и гарнитуру (15 т). Эти детали также могут быть включены в блоки при наличии крана грузоподъемностью 50 т; при кране 34 т их включение в блоки возможно, но влечет за собой увеличение весов блоков 1—4, что затрудняет их подъем.

Возможно дальнейшее увеличение числа мелких блоков (узлы обшивки камер, боковые щиты обшивки и т. д.).

Все эти мероприятия позволят увеличить процент блочности котла до ~ 80%, что можно считать уже хорошим результатом.

Последовательность операций по подъему и установке блоков и узлов была следующей (рис. 4):

1. Подъем четырех стенок каркаса (блоки 1, 2, 3, 4), выверка каркаса и раскрепление его. На восьми подколонниках каркаса (под крайние колонны) были заранее установлены и подлиты цементным раствором стальные плиты, что позволило немедленно взять стенки на анкерные болты; подливались только четыре средних колонны.

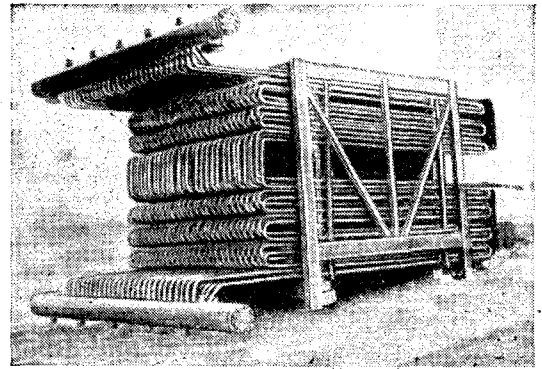
2. Подъем и установка блока потолка топки 5, а затем и малого барабана 36.

3. Начало загрузки хвостовой части котла блоками и деталями воздухоподогревателя и экономайзера с одновременной установкой боковых балок каркаса хвостовой части Б9 и Б10.

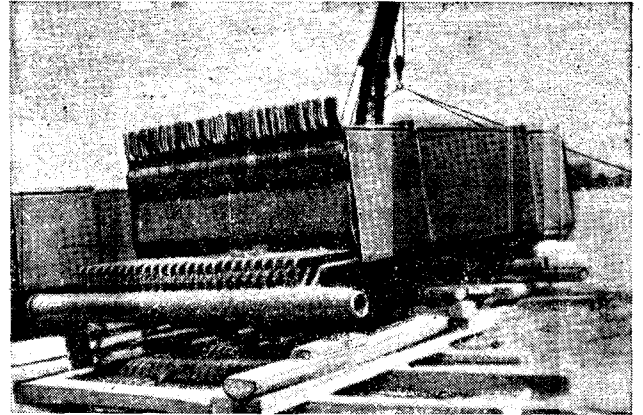
4. Подъем и установка основного барабана 35 и блоков 8 балок Б1.

5. Подъем и установка блоков левых боковых экранов 12, 13, блоков левых балок каркаса топки Б2 и Б3 с щитами обшивки 11. Подъем и установка левых боковых ферм жесткости Ф4 на отметках 16,0 и 23,7 м.

6. Подъем и установка балок каркаса Б4 и блоков каркаса по холодной воронке 7.



а)



б)

Рис. 3. Блок экономайзера.

а — верхней секции; б — нижней секции (нижнего яруса).

7. Подъем и установка блоков фронтального и заднего экранов.

8. Окончание загрузки хвостовой части и подъем блоков потолка хвоста 6 и регулятора перегрева 16.

Блок 16 был установлен на блоке 6 и поднимались они одновременно.

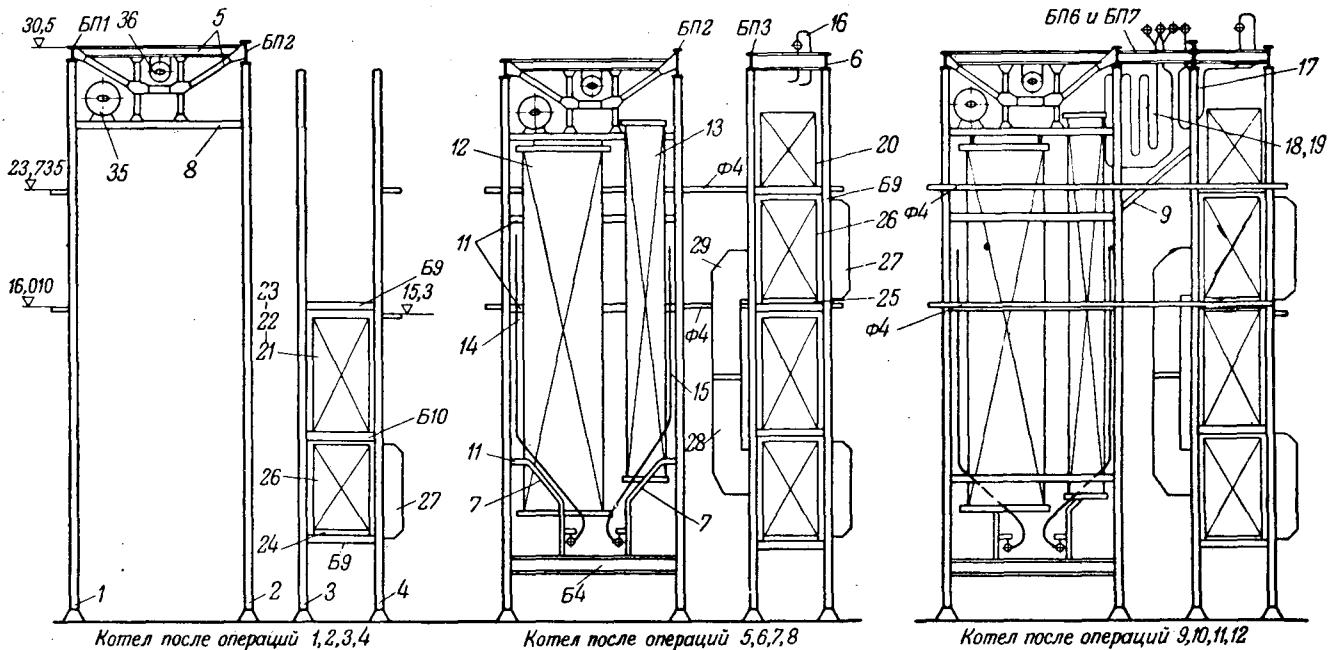


Рис. 4. Последовательность монтажных операций.

Характеристика блоков котла

№ блока	Наименование блока	Общий вес узла, т	Количество блоков	Вес одного блока, т	Общий вес блоков, т	Процент блочности
	I. Каркас с обшивкой и площадками	396	17	—	246,8	62%
1	Фронтальная стенка топки		1	43,0	43,0	
2	Задняя стенка топки		1	38,0	38,0	
3	Передняя стенка хвостовой части		1	27,0	27,0	
4	Задняя стенка хвостовой части		1	35,0	35,0	
5	Потолок топки с боковыми фермами Ф1		1	24,0	24,0	
6	Потолок хвостовой части с регулятором перегрева, частью змеевиков и их креплений и деталями обшивки потолка. Общий вес 19,7 т (в таблице дается 9,2 т, а остальные 10,5 т относятся к блоку 16)		1	9,2	9,2	
7	Щиты и фермы холодной воронки с опорами и подвесками экранов (Ф2, Щ1, Щ2)		2	7,3	14,6	
8	Балки Б1 с опорами и подвесками экранов и другими деталями		2	4,0	8,0	
9	Задняя наклонная стенка		1	5,2	5,2	
10	Шахты гидрозолоудаления с гарнитурой и обмуровкой (вес дается без обмуровки)		2	5,3	10,6	
11	Блоки боковых балок каркаса топки Б2 и Б3 с щитами обшивки, фермами дополнительной жесткости каркаса, водоподводящими трубами и их опорами и т. п.		4	8	32,2	
	II. Экраны котла (трубы, камеры, крепления, соединительные трубы)	130,0	6	—	90,7	70%
12	Боковые передние экраны		2	12,9	25,8	
13	Боковые задние экраны		2	7,4	14,8	
14	Фронтальный экран (включены также 8 балок обшивки холодной воронки весом ~3 т)		1	24,9	24,9	
15	Задний экран (включено 8 балок холодной воронки весом 3 т)		1	25,2	25,2	
	III. Пароперегреватель с регулятором перегрева и трубами потолка	104,3	5	—	91,9	84%
16	Блок регулятора перегрева с змеевиками, трубами потолка и креплениями (блок этот собирался и поднимался вместе с блоком б)		1	10,5	10,5	
17	Блок первого по ходу пакета из змеевиков диаметром 38 мм и одной камеры		1	24,9	24,9	
18	Блок выходного пакета из змеевиков диаметром 42 мм и двух камер		1	28,5	23,5	
19	Блоки крайних пакетов из змеевиков диаметром 42 мм и камеры		2	14,0	28,0	
	IV. Экономайзер (камеры, змеевики)	113,0	8	—	109,6	95%
20	Блоки верхней секции		2	20,6	41,2	
21	Блоки нижнего яруса нижней секции		2	10,4	20,8	
22	Блоки среднего яруса нижней секции		2	11,6	23,2	
23	Блоки верхнего яруса нижней секции		2	12,2	24,4	
	V. Воздухоподогреватель	181,0	28	—	166,7	92%
24	Опорные рамы нижней секции		2	1,1	2,2	
25	Опорные рамы верхней секции		2	1,8	3,6	
26	Секции воздухоподогревателя (собранны на заводе)		16	~9,03	144,5	
27	Перепускные колпаки		4	1,5	6,0	
28	Нижние переходные короба		2	2,3	4,6	
29	Верхние переходные короба		2	2,9	5,8	
	VI. Трубопровод в пределах котла с арматурой	33,3	8	—	19,5	58%
30	Трубопровод диаметром 219 мм с арматурой диаметром 175 мм		1	5,3	5,3	
31	Выхлопные трубы от импульсного клапана		2	1,3	2,6	
32	Трубопровод диаметром 219 мм		2	3,2	6,4	
33	Трубопровод диаметром 108 мм с арматурой 100 мм		1	1,2	1,2	
34	Трубопровод диаметром 108 и 219 мм с арматурой диаметром 100 мм		2	2,0	4,0	
	VII. Крупные узлы, законченные сборкой на заводе		12	—	97,7	
35	Основной барабан		1	48,0	48,0	
36	Отделительный барабан с хомутами и подвесками		1	29,3	29,3	
37	Горелки		8	2,3	18,4	
38	Муфель		2	1,0	2,0	
	Всего	1 145	84		822,9	72%
		(включая детали, собранные россыпью)				

9. Подъем и установка блоков правых боковых экранов 12 и 13, блоков правых балок каркаса топки Б2 и Б3 с щитами обшивки 11.

10. Подъем и установка блока задней наклонной стенки 9, правых боковых ферм жесткости Ф4 и левой балки БП6.

11. Подъем и установка первого пакета пароперегревателя (блок 17).

12. Подъем и установка блоков пароперегревателя 18, 19. Установка правой балки БП6.

Все эти основные работы сопровождалась установкой лестниц, площадок, горелок, муфелей, водоподводящих труб, соединительных труб, пароотводящих, верхних труб фронтального и заднего экранов, блоков и деталей трубопровода котла, узлов обшивки и т. д.

Подъем блоков производился мостовым краном за исключением основного барабана (вес 48 т) и блоков фронтального и заднего экранов.

Подъем основного барабана проводился одновременно мостовым краном и 5-т лебедкой через шестиниточный полиспаст. Полиспаст подвешивался на козлах, которые устанавливались на левом фронтальном углу потолка топки.

Фронтальный экран был заведен в топку примерно до половины его ширины (подать левее экран нельзя — мешает правая сторона потолка топки) и затем вес его был передан на шестиниточный полиспаст, подвешенный к потолку топки и работающий от 5-т лебедки. Возможно заводка экрана одним мостовым краном с перестроповкой (что и было сделано при монтаже следующего котла).

Ввиду того, что вес блоков стенок каркаса котла (1, 2, 4) превосходил грузоподъемность крана, было решено совместить подъем этих стенок с инспекторской проверкой крана¹. Испытание крана на стрелу прогиба, которое проводилось нагрузкой стенкой каркаса (блок 1—вес 43 т) дали вполне удовлетворительные результаты, что и позволило поднять блоки 1, 2, 4 мостовым краном с отрывом от пола (на 300—400 мм). Возможен подъем стенок с разворотом вокруг пяти колонны. В этом случае вполне достаточна грузоподъемность крана в 34 т.

Для удобства подъема блоков правых боковых экранов и блоков каркаса холодной воронки 7 часть балок потолка топки БП5 и соединяющие балки потолка БП1 и БП2 во время сборки блока не были приварены, а лишь прихвачены. На балках БП1 и БП2 были приварены горизонтальные угольники, позволяющие передвигать балки БП5 вправо и влево. Это создало возмож-

¹ Испытание крана трехкратным подъемом стенок с перемещением является прямым нарушением правил эксплуатации крана. Р е д.

ность довольно свободного передвижения стропа мостового крана параллельно фронту котла.

Блок 7 был заведен в топку котла на железнодорожной платформе и установлен на место мостовым краном (длина его меньше расстояния между осями котла). Блоки перегревателя завозились в котельную ячейку на железнодорожных платформах и извлекались из сборочных приспособлений мостовым краном (для блока 18 применялся одновременно и железнодорожный кран).

Некоторые затруднения представила установка трех балок потолка БП7 (они соединяют балки БП2 и БП3). Эти балки необходимо установить параллельно с установкой блоков пароперегревателя 18 и 19.

Было принято решение устанавливать балки БП7 через окна, которые были прорезаны в балке БП2. Поверочный расчет показал возможность проведения этой операции.

Немедленно после установки балок БП7 окна в балке БП3 были перекрыты накладками и заварены. Подъем остальных блоков довольно прост и описания не требует.

Подъем и установка с выверкой 84 блоков (параллельно велись и другие работы) потребовали 56 календарных дней, что, однако, не является показательным, так как имели место задержки, не связанные с подъемом блоков.

Достигнутые при монтаже данного котла результаты можно значительно улучшить, если, например, без каких-либо конструктивных изменений выполнять на заводе следующие работы, сокращающие сроки монтажа:

- а) собирать шахты гидрозолоудаления с большей частью гарнитуры;
- б) приваривать листы обшивки к щитам задней наклонной стенки;
- в) усилить колонны КВ5;
- г) собирать блок пробоотборников (стойка, холодильники, дроссели, арматура, обвязка);
- д) собирать блоки из змеевиков экономайзера нижней секции (без камер).

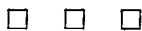
В связи с изложенным необходимо отметить, что выводы в статье тт. Наймарка и Холмогорова² неправильны. Авторы этой статьи утверждают, что конструкция котла ПК-10 с точки зрения возможности монтажа его блоками неудовлетворительна (стр. 29) и что сборка блоков пароперегревателя и фронтального и заднего экранов невозможна вообще (стр. 24). Описываемый же опыт монтажа показал, что блочность по котлу в целом составила 72%; по экранам котла при сборке блоков фронтального и заднего экранов—70%, по пароперегревателю (5 блоков)—84% и по экономайзеру—95%.

² „Электрические станции“, 1950, № 7.

ОТ РЕДАКЦИИ

Приведенные в статье характеристики блоков, большое количество их при малом среднем весе и очень большом весе единичных блоков и описанные очень сложные приемы заводки блоков на место установки, вопреки утверждению авторов, подтверждают правильность выводов тт. Наймарка и Холмогорова о неудовлетворительности конструкции котла ПК-10 с точки зрения его блочной сборки.

Значительное количество описанных авторами блоков не является сочленением естественно связанных между собой деталей, а просто соединением отдельных деталей для совместного подъема (блоки 8, 11 и др.). Неправильно отнесены к блокам такие детали, как муфта котла, выхлопные трубы и т. п.; поэтому фактический коэффициент блочности описанного котла ниже подсчитанного авторами.



Типовые уставки устройств автоматической аварийной разгрузки по частоте в энергосистемах

Инж. В. Е. Казанский и инж. В. А. Шевченко

При внедрении устройств автоматической разгрузки по частоте, в тех случаях, когда неизвестны характеристики энергосистемы (постоянная времени T снижения частоты и коэффициент регулирующего эффекта нагрузки $k = \frac{\Delta P\%}{\Delta f\%}$), нередко возникают затруднения в выборе установок автоматической аварийной разгрузки по частоте (АРЧ). В связи с этим для энергосистем, характеристики которых неизвестны, ОргрЭС составлены таблицы типовых уставок АРЧ (табл. 1 и 2).

Таблица 1

Уставки АРЧ и величины мощностей, отключаемых каждой очередью АРЧ, при применении реле частоты с погрешностью, не превышающей $\pm 0,25$ пер./сек.

Очередь	$f_{p.c.}$, пер./сек.	Выдержка времени, сек.	Отключаемая мощность, %, P_{max}
I	48	0	3÷4
II	47,3	0	4,5÷5,0
III	46,6	0	5,0÷6,0
IV	45,8	0	6÷7
V	45	0	7,5÷8
Специальная . . .	47	25	4
Итого			30÷34

Таблица 2

Уставки АРЧ и величины мощностей, отключаемых каждой очередью АРЧ, при применении реле частоты с погрешностью, не превышающей $\pm 0,15$ пер./сек.

Очередь	$f_{p.c.}$, пер./сек.	Выдержка времени, сек.	Отключаемая мощность, %, P_{max}
I	48	0	3÷4
II	47,5	0	4÷5
III	47	0	4,5÷5,5
IV	46,5	0	5,5÷6
V	46	0	6÷6,5
VI	45,5	0	6÷6,5
VII	45	0	6,5
Специальная . . .	47	25	3,5÷4
Итого			39÷44

Они составлены для энергосистемы (с преобладанием тепловых станций) с постоянной времени T , лежащей в пределах 4÷10 сек., и с коэффициентом регулирующего эффекта нагрузки $k = 1$.

На основании имеющегося в настоящее время опытного материала по характеристикам энергосистем известно, что у большинства энергосистем СССР постоянная времени снижения частоты лежит в пределах 4÷10 сек., а коэффициент регулирующего эффекта нагрузки $k \geq 1$. Таким образом, рекомендуемые уставки АРЧ могут применяться практически во всех энергосистемах.

Выполнение устройств АРЧ в соответствии с таблицами обеспечивает автоматическое восста-

новление частоты не ниже чем до 47 пер./сек и выше чем до 50 пер./сек.

Ниже даются краткие пояснения к таблицам уставок.

Частота срабатывания первой очереди АРЧ принята равной 48 пер./сек. (в соответствии с решением Технического управления МЭС).

Частота срабатывания последней очереди принята равной 45 пер./сек., исходя из того, что при более глубоком снижении частоты в некоторых энергосистемах возможно такое снижение напряжения, при котором АРЧ могут отказать в работе при уставках ниже 45 пер./сек. даже при наличии устройств автоматического регулирования напряжения на генераторах.

Для АРЧ с реле частоты, имеющими погрешность ± 25 пер./сек. степень селективности равна 0,7—0,8 пер./сек., а для АРЧ с реле частоты, имеющими погрешность $\pm 0,15$ пер./сек., степень селективности равна 0,5 пер./сек.

Мощность потребителей, подключаемых к АРЧ каждой очереди, определена, исходя из предположения, что на каждый 1% дефицита мощности частота снижается тоже только на 1%, что соответствует (наименьшему из встречающихся) коэффициенту регулирующего эффекта нагрузки $k = 1$.

В тех случаях, когда к АРЧ необходимо подключить потребителей суммарной мощностью до 34% от мощности энергосистемы, можно применять для АРЧ реле частоты с погрешностью до $\pm 0,25$ пер./сек.

В тех же случаях, когда к АРЧ необходимо подключить потребителей суммарной мощностью свыше 34% мощности энергосистемы, нельзя применять реле частоты с погрешностью более $\pm 0,15$ пер./сек.

Если требуется к АРЧ подключить мощность потребителей большую, чем указано в таблицах, то необходимо уточнить коэффициент регулирующего эффекта нагрузки. К каждой очереди АРЧ можно подключать мощность во столько раз большую, чем указано в таблицах, во сколько раз коэффициент регулирующего эффекта нагрузки больше единицы.

Выдержки времени всех очередей, кроме специальной, приняты равными нулю, так как не рекомендуется применять выдержки времени без специального расчета, для которого требуется знание постоянной времени T .

Применение выдержек времени без специального расчета может привести к неселективному срабатыванию отдельных очередей.

Выдержка времени специальной очереди, имеющей назначение восстановить частоту не ниже 47 пер./сек., определена из расчета, что для автоматического установления частоты на некотором уровне требуется время, не менее двух постоянных времени энергосистемы T после последнего отключения.

□ □ □

Усовершенствование автоматической разгрузки по частоте с помощью АПВ

Инж. И. Н. Александров и инж. А. Ш. Фридланд

ОТ РЕДАКЦИИ

Публикуемая ниже статья излагает первый опыт применения в энергосистемах СССР устройства автоматического повторного включения для сокращения отключений потребителей, вызванных действием АРЧ. Этот опыт заслуживает серьезного внимания, так как несомненно, что и такое новое использование АПВ безусловно получит широкое распространение.

Добавление АПВ к АРЧ будет, вероятно, использовано не только в энергосистемах небольшой мощности, в которых бывают случаи снижения частоты во время короткого замыкания, вызывающего наброс нагрузки. В энергосистемах, состоящих преимущественно из гидростанций, возможны случаи снижения частоты при возникновении внезапного дефицита мощности. При этом наличие резерва мощности на гидроагрегатах из-за медленного действия регуляторов скорости гидротурбин не предотвращает снижения частоты. Частотное АПВ может быть использовано в этих случаях для восстановления питания потребителей.

Частотное АПВ может быть также использовано во всех энергосистемах для повторного включения части потребителей в тех случаях, когда по фактически имеющим место условиям АРЧ отключили большую мощность, чем это следовало для подъема частоты до заданного значения.

Таким образом дальнейшее внедрение и расширение области применения частотного АПВ будет неизбежно связано с разработкой как способов использования АПВ, так и новых схем. В этом отношении следует обратить внимание на то, что применение блокировки по напряжению отрицательной последовательности в описанной автором схеме не вполне оправдано. Скорости восстановления частоты после короткого замыкания и при дефиците мощности настолько различны (в первом случае восстановление быстрее), что возможно выполнить схемы частотного АПВ с контролем времени восстановления частоты без сложной блокировки.

По поручению Технического управления МЭС Оргрэн, при участии ЦНИЭЛ, в настоящее время разрабатывает рекомендации и схемы частотного АПВ, построенные на различных процессах изменения частоты при коротких замыканиях и при дефицитах мощности. Схемы эти будут проще и надежнее описанных.

В ряде энергосистем (небольшой и средней мощности) при удаленных коротких замыканиях в распределительной сети имеют место случаи понижения частоты. Это происходит из-за наброса активной мощности, обусловленного протеканием токов короткого замыкания, отключаемых небыстродействующей защитой, по кабельным линиям.

Такие снижения частоты, как правило, приводят к срабатыванию автоматов аварийной разгрузки по частоте и неоправданным отключениям потребителей. Так, например, в одной из энергосистем небольшой мощности, работающей двумя станциями на крупную распределительную сеть генераторного напряжения, за последние два года при коротких замыканиях в кабельной сети произошло 8 случаев глубокой посадки частоты (до 45 пер./сек.). Во всех этих случаях срабатывали АРЧ I очереди с уставками 47,5 пер./сек. и выдержкой времени, равной 1,5 сек. В двух случаях действовали АРЧ II очереди с уставкой 46,5 пер./сек. и временем 2,5 сек., как это видно из таблицы, в которой приведены пять наиболее характерных случаев снижения частоты в энергосистеме.

В связи с изложенным, по предложению авторов, были разработаны в ЦСРЗАИ энергосистемы

и осуществлены в 1950 г. описанные ниже устройства, улучшающие действие АРЧ.

Быстрое восстановление частоты в энергосистеме после отключения короткого замыкания позволяет осуществить немедленное автоматическое повторное включение линий, отключенных действием АРЧ.

Частотное АПВ (рисунок) состоит из следующих элементов:

1. Пусковой орган из реле частоты АРЧ II очереди, нормально замкнутые контакты которого ЭЧ включены последовательно с реле 1РП, имеющим замедленный возврат. Одновременно пусковой орган является и контролирующим органом, разрешающим повторное включение линий при восстановлении частоты до значения 49,5 пер./сек.

2. Блокировка — из реле максимального напряжения ЭН, включенного на фильтр напряжения отрицательной последовательности и промежуточного реле 2РП.

3. Автомат повторного включения — из переделанного реле времени типа ЭВ-182, имеющего три проскальзывающих контакта с выдержкой времени 7, 14 и 21 сек., и промежуточных реле включения 3РП, 4РП, 5РП, каждое с двумя ка-

Повреждение	Длительность короткого замыкания, сек.	Активная мощность, %			Мощность нагрузки (активная), %										По записям регистрирующих приборов		Расчетные данные, %			
		Располагаемая	Нагрузка	Вращающийся резерв	подключенная к АРЧ				отключившаяся от АРЧ						Напряжение в % от номинального	Частота, пер./сек.	Наброс активной мощности	Дефицит активной мощности	Начальное значение остаточного напряжения в % от номинального	
					I очередь		II очередь		I очередь		II очередь		общая	включенная повторно от частотного АПВ на I станции						не отключившаяся из-за наличия блокировки АРЧ на II станции
					на I станции	на II станции	на I станции	на II станции	на I станции	на II станции	общая	на I станции								
1	3,4	135	100	35	13	7	15	7	13	7	20	—	—	—	—	—	46	85	50	90
2	2,7	162	100	62	15	10	10	6	15	10	25	—	—	—	—	70	45	100	38	88
2	2,7	162	100	62	15	10	10	6	15	10	25	—	6	6	—	70	45	100	38	88
(поврежденная линия включалась повторно от руки спустя 10 мин.)																				
3	4,1	116	100	16	27	8	10	8	27	8	35	—	8	8	9	80	46	52	36	75
4	2,0	166	100	66	17	14	0,7	7	17	—	17	—	—	—	16,3	70	45,3	—	—	—

Примечания:

1. Мощность наброса определялась как I^2R , где I — начальное значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания; R — активное сопротивление ветви короткого замыкания.
2. Повреждения 3 и 4 произошли после включения частотного АПВ, которое установлено на станции I на АРЧ I очереди.
3. Повреждение 4 произошло после включения блокировки, которая установлена на станции II на обеих очередях АРЧ.
4. Все повреждения начинались с однофазных коротких замыканий на землю и переходили в трехфазные.

гушками (параллельной и последовательной). Подвижная часть реле и часовой механизм поставлены на агатовых камнях.

При снижении частоты из-за короткого замыкания схема действует следующим образом. Размыкаются нормально замкнутые контакты реле ЭЧ и разрывается тем самым цепь питания обмотки реле 1РП, нормально открытые контакты которого замыкаются и подают питание на реле времени АПВ. В дальнейшем реле времени АПВ через контакты K_2 , управляемые плунжером реле, удерживается во включенном положении.

Одновременно, при срабатывании реле ЭН, включенного на фильтр напряжения отрицательной последовательности, снимается напряжение с обмотки реле 2РП, контактами которого подготавливается цепь для действия промежуточных реле включения 3РП, 4РП и 5РП. Последние включаются проскальзывающими контактами реле времени АПВ (K_3, K_4, K_5) с временем 7, 14, 21 сек., подающими импульсы на включение линий.

Как видно из схемы, включение линий возможно лишь в том случае, если к моменту замыкания соответствующих проскальзывающих контактов реле времени АПВ частота в системе восстанавливается до 49,5 пер./сек. (при этой частоте замкнутся контакты реле ЭЧ, а реле 1РП вернется в исходное положение). Через 25 сек. замкнутся контакты K_6 реле времени АПВ и последнее возвратится в исходное положение.

Возврат промежуточного реле фильтровой блокировки 2РП производится посредством дополнительного реле времени РВ типа РВ-73 с выдержкой времени 6 сек.

Если же снижение частоты не связано с коротким замыканием, то схема работает в следующем порядке. Так же, как и в предыдущем случае, пускается реле времени АПВ, но включения линий не произойдет, потому что реле блокировки ЭН не работает и реле 2РП будет держать разомкнутыми свои контакты в цепи реле включения 3РП, 4РП и 5РП.

При внезапном отключении генератора на электростанции, где установлен комплект частотного АПВ, последнее выводится из работы контактами дополнительных промежуточных реле РПГ1 и РПГ2, работающих с самоудерживанием (на схеме не показано). В случае же отключения генератора на другой электростанции частотное АПВ будет работать и включать отключенные

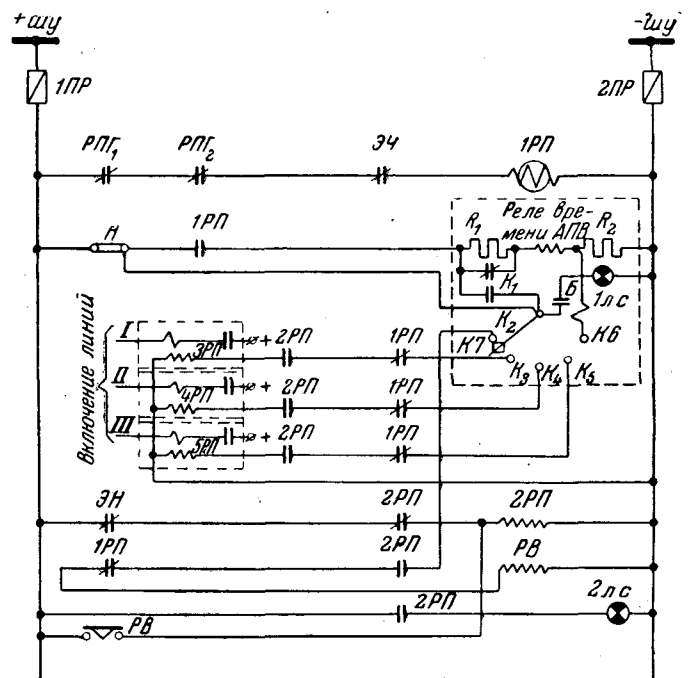


Схема частотного реле АПВ. Положение контактов всех реле соответствует нормальному состоянию в энергосистеме.

РПГ₁ и РПГ₂ — дополнительные промежуточные реле защиты генераторов; ЭЧ — нормально замкнутый контакт реле частоты; 1РП — промежуточное реле типа ЭПВ с замедленным возвратом; ЭН — контакты реле фильтра напряжения отрицательной последовательности; 2РП — промежуточное реле типа РПМ; РВ — реле времени типа РВ-73; 3РП, 4РП и 5РП — кодовые реле с двумя катушками; \mathcal{H} — накладка; K_1 и K_2 — контакты на плунжере; K_3, K_4 и K_5 — проскальзывающие контакты; K_6 — упорный контакт; K_7 — контакт, замыкающийся при возврате реле; \mathcal{B} — встроенный блиннер; R_1 и R_2 — сопротивления; 1ЛС и 2ЛС — сигнальные лампы.

АРЧ линии, если частота в энергосистеме возросла до 49,5 пер./сек.

При дефиците в энергосистеме активной мощности реле ЭЧ будет держать свои контакты разомкнутыми и повторного включения линий не произойдет.

Блокировка по появлению напряжения отрицательной последовательности введена и на АРЧ, не снабженных частотным АПВ, с целью исключения действия этих АРЧ при коротких замыканиях на время, достаточное для восстановления частоты.

Блокировка запрещает действие АРЧ на время порядка 6—7 сек., т. е. время ее действия с учетом запаса отстроено от максимальной выдержки времени защиты сети (4 сек.).

В схеме блокировки предусмотрен элемент ускоренного ввода в действие АРЧ на случай отключения генератора быстродействующей защитой. В этом случае используется замыкание контактов реле АРЧ I очереди (уставка 51 пер./сек.) за счет повышения частоты при близких коротких замыканиях.

Как видно из таблицы, после включения частотного АПВ в системе было 2 случая коротких замыканий (случаи 3 и 4) с глубокой посадкой частоты. В обоих случаях частотное АПВ работало нормально. При этом в первом случае (3) повторно включились не все линии; часть их не включалась по причинам, не связанным с частотным АПВ (в частности, отказ привода выключателя). Во втором случае (4) частотным АПВ была повторно включена практически вся нагрузка.

Следует отметить, что в последнем случае, когда цикл АПВ составил 7 и 14 сек., в работе сохранилось 90% включенной нагрузки. Одна из линий, имеющая нагрузку электрических сталеплавильных печей, включалась частотным АПВ дважды через 21 сек., и в обоих случаях успешно.

Блокировка по напряжению отрицательной последовательности при коротком замыкании (случай 4) действовала правильно и сохранила в работе всю нагрузку, которая приключена к АРЧ, не снабженным частотным АПВ.

После установки частотного АПВ и блокировки в энергосистеме имело место несколько случаев глубокой посадки частоты; не связанных с короткими замыканиями. Во всех этих случаях АРЧ действовали правильно и отключали соответствующую нагрузку.

Годовая эксплуатация устройств частотного АПВ и блокировки, а также испытание устройств при искусственных коротких замыканиях¹ позволяют сделать следующие выводы:

1. Применение частотного АПВ в энергосистемах небольшой и средней мощности, в которых имеет место снижение частоты при удаленных от шин электростанций коротких замыканиях, безусловно целесообразно.

2. С целью упрощения схемы и улучшения корректирующей способности частотного АПВ следует рассмотреть возможность отказа от применения в схеме частотного АПВ блокировки по напряжению отрицательной последовательности.

3. Отказы этой блокировки при симметричных коротких замыканиях возможны, но, видимо, весьма редки, так как обычно симметричные повреждения в кабельных сетях являются развитием несимметричных, что и было подтверждено действием блокировки при всех коротких замыканиях, происшедших в сети со дня включения блокировки.

4. В некоторых случаях устройства АРЧ необходимо дублировать автоматической разгрузкой стационарных генераторов по току. В энергосистеме был, например, случай, когда при коротком замыкании на генераторных шинах одной электростанции на второй станции напряжение снизилось до 25% номинального напряжения, и все автоматы АРЧ отказали. После этого на генераторах были осуществлены схемы токовой разгрузки, посредством которых до отключения генераторов от максимальной защиты подается импульс на отключение линий не отключенных АРЧ.

Схема позволяет обеспечить сохранение в работе генераторов и собственных нужд электростанции.

5. Очень эффективным мероприятием, улучшающим действие АРЧ, является применение во всей распределительной сети двухступенчатых токовых отсеков и АПВ. Применяя двухступенчатые отсеки и там, где нужно АПВ (для исправления неселективных отключений), можно практически добиться отключения всех коротких замыканий в сети с временем не свыше 1 сек., что позволяет в ряде случаев отказаться от усложнения схем АРЧ.

¹ Проводились ЦСРЗАИ энергосистемы совместно с ЦНИЭЛ МЭС.



Зависимость диэлектрических характеристик бакелитовой изоляции от температуры

Инж. А. В. Калантаров и инж. Р. Г. Надельсон

Наиболее важными характеристиками бакелитовой изоляции являются: угол диэлектрических потерь, емкость (диэлектрическая проницаемость) и диэлектрические потери. Зависимость этих характеристик от температуры представляет существенное значение. Для проходных изоляторов допустимые значения угла диэлектрических потерь даются в директивных указаниях Технического управления МЭС при одной температуре (20° С), а вопрос о поправке для температуры измерения оставлен не регламентированным. Между тем, измерения угла диэлектрических потерь при эксплуатационных испытаниях производятся в течение почти всего года при весьма различных температурах. Поэтому важное значение приобретает зависимость от температуры для угла диэлектрических потерь бакелитовой изоляции.

Для таких бакелитовых изделий, как цилиндры, трубки, планки и т. п., интересным является установление зависимости их емкости от температуры, так как эти детали применяются в трансформаторах, для которых по одному из методов контроля увлажнения необходимо определение отношения емкостей при двух температурах (70 и 20° С).

Точно так же важно для проведения расчетов на тепловой пробой изделий из бакелита установление для них зависимости диэлектрических потерь от температуры.

Ниже приводятся результаты исследований указанных температурных зависимостей, проведенных в энерголаборатории Ленэнерго, в развитие ранее проводившихся работ¹.

Исследования производились в основном на промышленных образцах готовых изделий — на бакелитовых вводах. Всего было обследовано 60 конденсаторных вводов 35 и 6 кВ с различной степенью увлажнения, главным образом от длительного нахождения на открытом воздухе или в эксплуатации, разных типов и заводов (ВМ-35, ВМ-25, ВМ-22, Сименс, АСЕА, ДЖИИ), с фарфором и без фарфора, залитых массой и без массы.

Кроме того, были проведены исследования на 15 бакелитовых трубках изготовления отечественного завода. Для исследования брались бакелитовые неконденсаторные трубки с диаметрами: наружным 35 мм и внутренним 25 мм, длиной 20—25 см. В качестве внутреннего электрода применялся металлический стержень соответ-

ствующего диаметра; снаружи наклеивались стальные электроды с охранными кольцами.

При разных температурах мостом Шеринга измерялись угол диэлектрических потерь и емкость. Температурные зависимости определялись для рассматриваемых характеристик в относительных единицах с помощью температурных коэффициентов, равных отношению рассматриваемой характеристики при температурах t и 20° С, а именно:

$$\text{для угла диэлектрических потерь } k = \frac{\operatorname{tg} \delta_t}{\operatorname{tg} \delta_{20}};$$

$$\text{для емкости } k' = \frac{C_t}{C_{20}};$$

$$\text{для диэлектрических потерь } k'' = \frac{\operatorname{tg} \delta_t C_t}{\operatorname{tg} \delta_{20} C_{20}}.$$

Измерения производились в пределах температур от —20 до +80° С: при комнатной температуре, при минусовых температурах зимой на открытом воздухе и при нагреве до разных температур в термостате.

После измерений при низких температурах и после нагрева в термостате производились проверочные измерения при комнатной температуре. Результаты измерений при комнатной температуре сравнивались с первоначальными, и если имело место отсыревание или подсушка изоляции, то соответствующие измерения исключались из рассмотрения. Измерения производились после длительного нахождения изолятора при данной температуре. Продолжительность нахождения изолятора при данной температуре определялась температурным перепадом: для больших температурных перепадов время бралось большее, для малых — меньшее. Также учитывался тип изолятора и его размеры. Для прогрева изолятора от начальной температуры 20° С до 100—120° С требуется около 6—8 час. При повышении температуры на 10—20° С прогрев оказывается вполне достаточным в течение 2—3 час.

При измерениях в термостате температура в различных частях последнего проверялась при помощи термопар. Разница между показаниями различных термопар составляла $\pm 1^\circ$ С.

Температурная зависимость для угла диэлектрических потерь

Данные исследований показали, что для всех типов бакелитовых конденсаторных вводов как отечественных заводов, так и иностранных фирм наблюдается значительная зависимость угла диэлектрических потерь ($\operatorname{tg} \delta$) от температуры, при-

¹ „Электрические станции“, 1941, № 13—14.

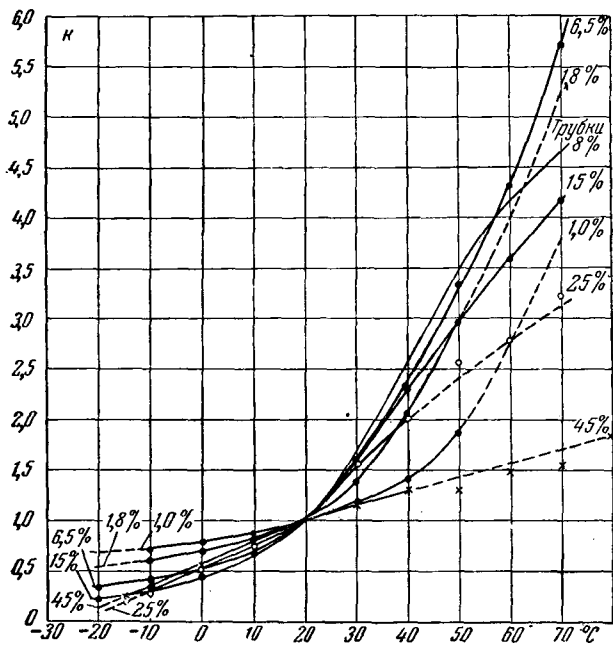


Рис. 1. Зависимость температурного коэффициента угла потерь k' от температуры для вводов с разной степенью увлажнения ($\text{tg } \delta_{20} \%$).

чем на характер этой зависимости влияет степень увлажнения изоляции (величина $\text{tg } \delta$ при 20°C). Это видно из рис. 1, показывающего зависимость коэффициента k от температуры для групп вводов с различными исходными $\text{tg } \delta$, а именно отдельно для всех вводов с $\text{tg } \delta_{20}$, лежащим в пределах от 0 до 1,5%, или для увлажнения, соответствующего среднему $\text{tg } \delta_{20} = 1,0\%$: отдельно для вводов со средним $\text{tg } \delta_{20} = 1,8\%$, отдельно для вводов со средним $\text{tg } \delta_{20} = 6,5, 25$ и 45% .

На рис. 1, а также и в дальнейшем (рис. 2, 4 и 5), помимо кривых, нанесены и отдельные точки, по которым они построены, причем каждая из точек дает среднее значение, полученное из ряда опытов. Пунктиром обозначены части кривых, ход которых недостаточно ясен или подтверждается только отдельными экспериментальными данными. Как видно из рис. 1, влияние степени увлажнения на характер температурной зависимости весьма сложно. В области низких температур (ниже 20°C) до некоторой степени увлажнения, соответствующей $\text{tg } \delta_{20} \approx 15\%$, отмечается рост крутизны кривых с увеличением увлажнения, и только для более высоких увлажнений крутизна кривых несколько уменьшается. В области высших температур крутизна кривых сначала (для низких увлажнений) увеличивается, а затем (для $\text{tg } \delta$, больше $6,5\%$) уменьшается.

Как было указано выше, исследования производились также на бакелитовых трубках. Трубки имели $\text{tg } \delta_{20}$ в пределах $4,8-11,4\%$, а в среднем 8% . Полученная для трубок кривая для температурного коэффициента k нанесена на рис. 1 и, как видно, довольно хорошо совпадает с кривыми для вводов. Для непосредственного практического использования полученных температурных зависимостей дается диаграмма рис. 2, где приведено семейство кривых $\text{tg } \delta = f(t)$ для различных значений $\text{tg } \delta_{20}$.

С помощью этой диаграммы легко производить температурный пересчет $\text{tg } \delta$. Следует от-

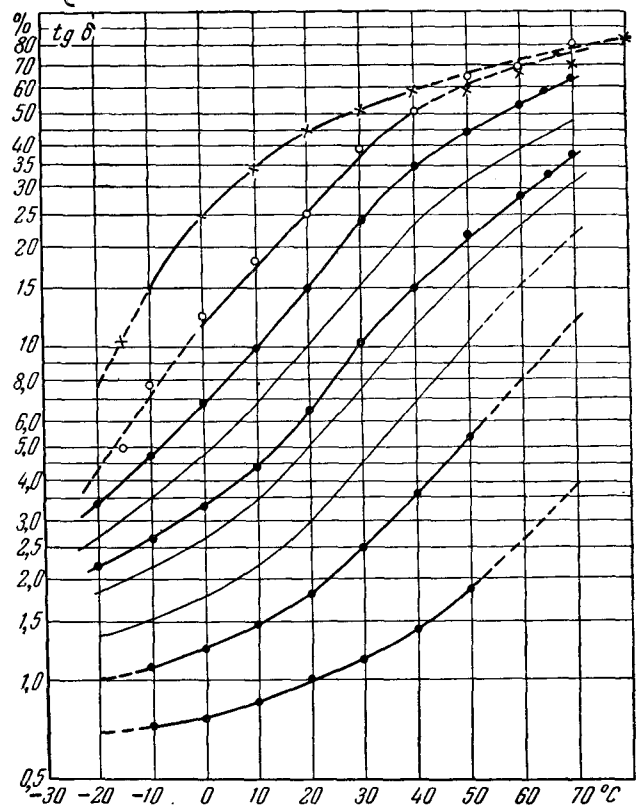


Рис. 2. Зависимость угла диэлектрических потерь от температуры для вводов с разной степенью увлажнения.

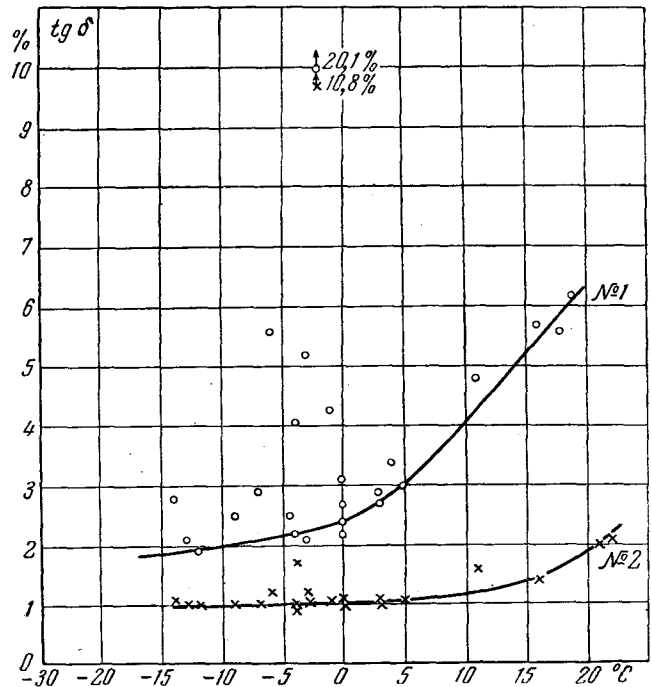


Рис. 3. Кривые зависимости $\text{tg } \delta$ от температуры для двух вводов ВМ-35 с фарфоровыми покрышками, залитыми массой.

метить, что для отдельных вводов в зависимости от индивидуальных свойств бакелита возможны отклонения до $20-30\%$ от приводимых средних кривых в пределах обычно встречающихся на практике температур (от $+5$ до $+35^\circ \text{C}$). Но для каждого ввода получается вполне закономерная кривая во всем диапазоне исследова-

ных температур. Как видно из рис. 2, рост $\operatorname{tg} \delta$ при увеличении температуры получается весьма значительным даже в том диапазоне температур, при котором производятся измерения в эксплуатации, т. е. в пределах от $+5$ до $+35^\circ\text{C}$. В этом диапазоне вводы даже со средней степенью увлажнения дают большой рост $\operatorname{tg} \delta$, например с 2,0 до 5,5% для вводов с $\operatorname{tg} \delta_{20} = 3,0\%$, что указывает на необходимость учета температуры при производстве измерений угла диэлектрических потерь и при оценке качества вводов.

При температурах около 0° при отдельных измерениях возможно получение выпадающих точек, не подтверждающихся при других измерениях при такой же температуре. Некоторые авторы и исследователи, как П. В. Борисоглебский², М. В. Хомяков, рассматривают это явление как некоторый (низкотемпературный) максимум в температурной зависимости для $\operatorname{tg} \delta$. По нашему мнению, однако, выпадение точек объясняется исключительно поверхностными явлениями — увлажнениями, которые могут возникать при резких колебаниях температуры во время исследований на открытом воздухе, например, при переходах от низких температур к более высоким при резких потеплениях или при резких переходах от высоких к более низким температурам и образовании тумана. При этом поверхность исследуемого или измеряемого объекта покрывается тонким слоем влаги, что и дает при измерениях повышенные значения $\operatorname{tg} \delta$.

На рис. 3 приведены данные многочисленных измерений, произведенных при разных температурах на открытом воздухе на двух вводах ВМ-35 с фарфоровыми крышками, залитыми массой. Кривые, проведенные преимущественно по нижним точкам, дают основную температурную зависимость для этих вводов. Особенно много измерений было проведено для первого ввода. При этом было получено много выпавших точек (главным образом, при температурах около 0°C и ниже), но наиболее сильно выпавшие точки, соответствующие $\operatorname{tg} \delta > 4,0\%$, были получены либо при резких потеплениях, либо при повышенной относительной влажности воздуха (85—90%).

Можно привести и такие примеры:

1. При $+4^\circ\text{C}$ и относительной влажности воздуха 74% измерение на маслonaполненном вводе 110 кВ дало $\operatorname{tg} \delta = 2,4\%$. Обтирки и затем легкий обогрев поверхности фарфоровых крышек паяльной лампой дали последовательно $\operatorname{tg} \delta$, равные 1,8; 1,0 и 0,8%.

2. При $+18^\circ\text{C}$ и при начавшемся вечером образовании тумана измерения на двух вводах ВМ-35 дали $\operatorname{tg} \delta$, равные 5,1 и 4,8%. Измерение же днем без тумана при $+17^\circ\text{C}$ дало $\operatorname{tg} \delta$, равные 3,1 и 2,8%.

Таким образом, выпадение точек при отдельных измерениях следует относить исключительно за счет поверхностных явлений (увлажнения), которые возникают при неустойчивых атмосферных условиях, сопутствующих обычно температурам, близким к 0°C . В силу того что при низких температурах возможны большие ошибки

² П. В. Борисоглебский, Физические основы и методы профилактики промышленной изоляции, Госэнергоиздат, 1949, стр. 108—109.

при оценке качества вводов за счет поверхностных явлений и сближения между собой температурных зависимостей $\operatorname{tg} \delta$, для вводов с различным увлажнением не следует рекомендовать производство измерений угла диэлектрических потерь при температурах ниже $+5^\circ\text{C}$.

Температурная зависимость для емкости

С изменением температуры изменяется не только угол диэлектрических потерь, но и емкость (диэлектрическая проницаемость), причем изменение ее также зависит от степени увлажнения бакелитовой изоляции. На рис. 4 приведены кривые, характеризующие зависимость температурного коэффициента k' для емкости от температуры для групп бакелитовых вводов с

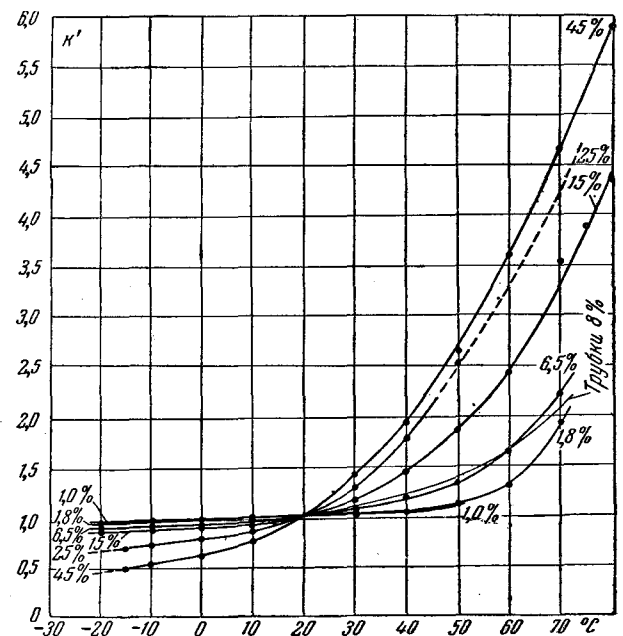


Рис. 4. Зависимость коэффициента емкости k' от температуры для вводов с разной степенью увлажнения ($\operatorname{tg} \delta_{20}\%$).

различными средними значениями $\operatorname{tg} \delta_{20}$. Все кривые рис. 4 имеют переход от малой крутизны к большой (перегиб); при этом с увеличением увлажнения понижается температура, при которой происходит перегиб кривой. Так, для увлажнения, соответствующего $\operatorname{tg} \delta_{20} = 1,8\%$, рост емкости начинает быть заметным при 50—60°C; для увлажнения, соответствующего $\operatorname{tg} \delta_{20} = 15\%$, — при 0—10°C, а для увлажнения, соответствующего $\operatorname{tg} \delta_{20} = 45\%$, заметный рост емкости отмечается уже с -20 до -10°C . Кривая температурного коэффициента k' для трубок, также приведенная на рис. 4, достаточно хорошо совпадает с кривыми для вводов.

Отношение емкостей при температурах 70 и 20°C для чисто бакелитовой изоляции получается значительно большим, чем для смешанной, например трансформаторной, изоляции, содержащей, кроме бакелита и другой твердой изоляции, также и масло. Так, для достаточно сухой бакелитовой изоляции со средним $\operatorname{tg} \delta_{20} = 6,5\%$ это отношение равно 2,2 против допускаемой для трансформаторов величины 1,3.

Температурная зависимость для диэлектрических потерь

Величина диэлектрических потерь, при неизменных напряжении и частоте, определяется произведением $\operatorname{tg} \delta$ и емкости. Зависимость от температуры этого произведения или коэффициента

$$k'' = \frac{\operatorname{tg} \delta_t C_t}{\operatorname{tg} \delta_{20} C_{20}} = k k'$$

является произведением двух температурных коэффициентов k и k' (для $\operatorname{tg} \delta$ и емкости).

На рис. 5 приведены кривые зависимости от температуры коэффициента k'' для групп бакелитовых вводов с различными средними значениями $\operatorname{tg} \delta_{20}$. Как видно из рис. 5, при увеличении увлажнения крутизна кривых увеличивается; однако при больших увлажнениях (25–45%) отмечается уменьшение крутизны. Такая зависимость от

и вводят в формулы теплового пробоя коэффициент k .

Пользование последней зависимостью является ошибочным по следующим причинам:

1. Коэффициент k совершенно не учитывает изменения емкости от температуры.

2. Температурная зависимость для $\operatorname{tg} \delta$ более значительно отступает от прямолинейной (в полулогарифмических координатах), чем для коэффициента k'' . Для отдельных участков кривых коэффициент k меняется в широких пределах в диапазоне температур $0 \div 50^\circ\text{C}$: 0,011–0,032 (кривая 45%); 0,018–0,037 (кривая 25%); 0,026–0,034 (кривая 6,5%).

Поэтому при расчетах на тепловой пробой бакелитовых вводов в пределах температур $0 \div 50^\circ\text{C}$ следует пользоваться коэффициентом k'' , который для исследованных вводов имеет величину: 0,02–0,04 (кривая 1,8%); 0,04–0,05 (кривая 6,5%); 0,05 (кривая 25%); 0,04–0,06 (кривая 45%).

Кривая температурного коэффициента k' для трубок также приведена на рис. 5 и, как видно, хорошо совпадает с кривыми для вводов.

Выводы

1. Температурные кривые диэлектрических характеристик бакелитовой изоляции (бакелитовых вводов, трубок) зависят от степени увлажнения ее.

2. Зависимость температурного коэффициента k для $\operatorname{tg} \delta$ от температуры настолько значительна, что пренебрегать ею при эксплуатационных измерениях нельзя. Температурный пересчет $\operatorname{tg} \delta$ можно производить, пользуясь зависимостью $\operatorname{tg} \delta$ от температуры для бакелитовых вводов с различной степенью увлажнения, приведенной на рис. 2.

3. Для любого бакелитового ввода получается закономерная зависимость $\operatorname{tg} \delta$ от температуры, и выпадение точек при измерениях, преимущественно при температурах около 0°C , объясняется исключительно поверхностными явлениями.

4. Не рекомендуется производить измерения диэлектрических потерь в бакелитовых вводах при температурах около 0°C (ниже $+5^\circ\text{C}$), а также и при низких температурах.

5. Температурный коэффициент k'' для емкости при некоторой температуре начинает сильно увеличиваться с увеличением температуры. Эта переломная температура уменьшается с увеличением степени увлажнения.

6. Кривые зависимости коэффициента диэлектрических потерь k'' от температуры для разных увлажнений в полулогарифмических координатах близко совпадают с прямыми в области температур $0 \div 50^\circ\text{C}$ с коэффициентами наклона в пределах 0,02–0,04–0,06 в зависимости от степени увлажнения. При расчетах на тепловой пробой бакелитовых вводов следует пользоваться коэффициентами наклона кривых зависимости от температуры для диэлектрических потерь, а не для $\operatorname{tg} \delta$.

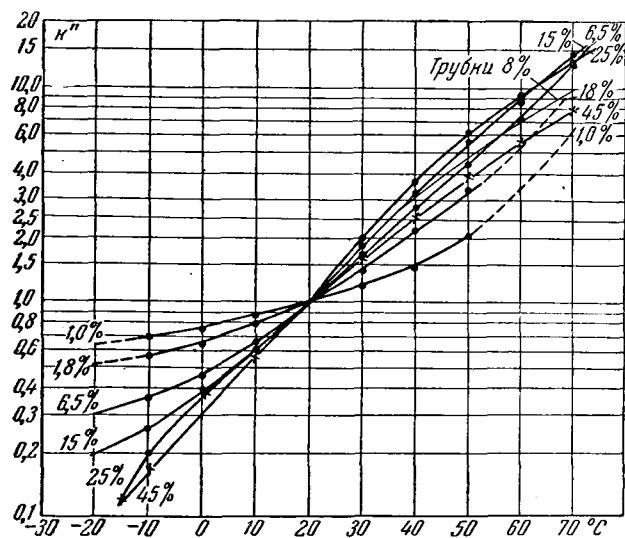


Рис. 5. Зависимость температурного коэффициента диэлектрических потерь k'' от температуры для вводов с разной степенью увлажнения ($\operatorname{tg} \delta_{20}\%$).

увлажнения определяется, конечно, суммарным влиянием коэффициентов k и k' . Температурные зависимости коэффициентов k и k' в полулогарифмических координатах дают кривые, сильно отличающиеся от прямых, особенно для k' .

Для коэффициента же k'' получаются кривые, близко совпадающие с прямыми в области температур $0 \div 50^\circ\text{C}$, и таким образом, для этой области достаточно верной становится формула вида

$$p_t = p_0 e^{k''(t-t_0)}$$

Это позволяет пользоваться такой зависимостью при расчетах на тепловой пробой бакелитовых вводов. Следует только подчеркнуть, что в таких расчетах иногда исходят из температурной зависимости для $\operatorname{tg} \delta$ вида:

$$\operatorname{tg} \delta_t = \operatorname{tg} \delta_0 e^{k(t-t_0)}$$



Опыт противогрозовой защиты в Ивэнерго

Инж. П. В. Богословский и канд. техн. наук М. М. Некрасов

В течение последних трех лет в Ивэнерго проводилось тщательное изучение всех грозовых поражений, отключений и аварий. К каждому грозовому сезону разрабатывались защитные мероприятия на основе анализа аварий и грозовых поражений в своей электросети, а также опыта других энергосистем. Данные о грозовой деятельности и грозовых авариях по системе Ивэнерго за 6 лет приводятся в табл. 1, а распределение их по причинам — в табл. 2. Из этих таблиц видно, что за последние 2 года аварий из-за грозовой деятельности не было, количество же отключений снизилось. Отключения либо ликвидировались действием АПВ, либо не вызывали аварий вследствие наличия резервирующих линий.

Таблица 1
Грозовая деятельность в Ивэнерго

Год	Количество установленных трубчатых разрядников, 6,6—38—110 кВ	Среднее число грозовых дней в году	Количество разбитых трубчатых разрядников, штук/год	Количество включенных устройств АПВ на линиях, 6—10, 38—110 кВ	Количество включенных вентиляционных разрядников, 6,6—38—110 кВ	Количество грозовых аварий
1946	2 103	20	250	46	453	3
1947	2 126	19	178	50	462	2
1948	1 893	21	242	48	465	3
1949	1 560	27	370	62	498	4
1950	1 443	19	234	68	528	Не было
1951	1 359	19	80	96	570	Не было

Таблица 2

Количество аварий и отключений в сетях 35 и 110 кВ в Ивэнерго за шесть лет (1946—1951 гг.)

Характер повреждения	В сети 35 кВ	В сети 110 кВ
Перекрытие междуфазовой изоляции	2	8
Повреждение трубчатых разрядников	3	14
Затягивание дуги в трубчатых разрядниках	1*	7
Наличие незащищенных негабаритных пересечений	—	1
Невыясненные причины	—	9

* После перехода замыкания на землю в двухфазное короткое замыкание.

Все отключения происходили вследствие перекрытий междуфазовой изоляции на опоре или же из-за повреждений трубчатых разрядников и затяжки ими гашения дуги. Следует предполагать, что отключения, причины которых не выяснены, также произошли по одной из этих причин.

Следы грозовых разрядов (в виде щеплений опор) показывают, что при прямых ударах мол-

нии разряд происходит либо по стойке опоры на землю, или по траверзе. В последнем случае условия перехода импульсного перекрытия в дугу более благоприятны вследствие меньшего пути разряда по дереву и большей величины рабочего напряжения.

Поэтому уменьшения числа перекрытий междуфазовой изоляции можно добиться путем выявления наиболее поражаемых мест, усиления защиты в этих местах и координации линейной изоляции так, чтобы импульсный разряд проходил не между проводами по траверзе, а на землю по стойке опоры.

Вероятность разряда с провода на землю по стойке опоры определяется высотой опоры и импульсной прочностью древесины, которая будет различна для пропитанного и для непропитанного дерева. Ее можно увеличить применением предложенных В. В. Бургсдорфом деревянных подкосов¹. В отдельных случаях координация линейной изоляции достигается и без подкосов, за счет пониженной импульсной прочности стойки опоры (меньшей высоты опоры).

Распределение поврежденных трубчатых разрядников, установленных на линиях электропередачи, приводится в табл. 3.

Таблица 3

Причины повреждения трубчатых разрядников за шесть лет (1946—1951 гг.)

Характер повреждения	Тип разрядника					
	35 РГО 0,2—2	110 РГО 0,4—2,2	35 РТ 0,8—5	110 РТ 0,8—5	110 РТ 1,2—7	110 РТ 2—10
Разрыв разрядника	16	3	2	—	—	—
Затягивание гашения дуги из-за дефектов в разряднике	3	—	—	3	—	—
Перекрытие разрядника по поверхности	—	—	7	—	1	1
Разрядник вырван из патрона	—	—	4	—	—	—

Из общего числа повреждений 7 случаев (17,5%) можно отнести к дефектам эксплуатации (вырывание бакелитовой трубки разрядника из патрона, отслоение фибры от бакелита). 30 повреждений разрядников (75,0%) произошло от прямых ударов молнии. Эти повреждения, в свою очередь, распределяются следующим образом: 21 разрядник (52,5%) — разрыв в области искро-

¹ В. В. Бургсдорф, Исследование грозозащиты энергосистем, „Электричество“, 1949, № 2.

вого промежутка, 9 разрядников (22,5%) — перекрытия по наружной поверхности.

По мнению авторов, разрывы в области искрового промежутка и перекрытия по наружной поверхности происходят вследствие тех давлений, которые создаются в канале трубчатого разрядника при ограничении им канала искрового разряда.

Разрядники типа РТО $\frac{35}{0,2-2}$ имеют очень малый диаметр канала в области искрового промежутка и малую механическую прочность, вследствие чего они разрываются даже при сравнительно малых токах молнии.

Из табл. 3 также видно, что на напряжении 110 кВ разрыв в области искрового промежутка происходит у разрядников на низкие пределы отключаемых токов (у разрядников с меньшим диаметром канала фибровой трубки).

Работа разрядников в системе с изолированной нейтралью в подавляющем большинстве случаев связана с переходом однополюсного замыкания в двухполюсное. В тех случаях, когда сопротивление заземления имеет большую величину, происходит затягивание в гашении дуги в разряднике вследствие ограничения тока двухполюсного короткого замыкания через сопротивление заземления разрядников на двух разных опорах. Такой случай был в сети 35 кВ, работающей без настроенной индуктивности.

Из табл. 3 следует, что необходимо проводить самую тщательную отбраковку разрядников как в части закрепления бакелитовой трубки в стакане, так и в части отслоения фибры от бакелита.

Повышение грозозащищенности энергосистемы достигается следующими мероприятиями:

1. Координация линейной изоляции путем установки деревянных подкосов в наиболее поражаемых местах.

2. Снижение повреждаемости трубчатых разрядников:

а) уменьшением их числа до минимально необходимого количества;

б) отказом от разрядников типа РТО $\frac{35}{0,2-2}$, как имеющих недостаточную механическую прочность (полный отказ от разрядников этого типа удалось осуществить только в грозовом сезоне 1951 г.);

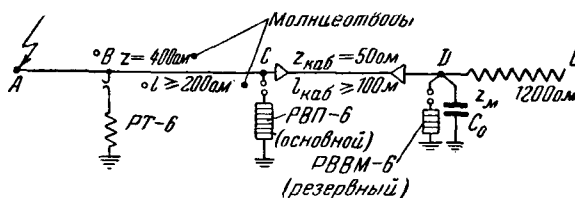
в) тщательной отбраковкой разрядников при подготовке к грозовому сезону, обращая особое внимание на крепление бакелитовой трубки в патроне и отслоение фибры от бакелита (бакелито-

вые трубки разрядников 110 кВ должны быть зашплинтованы в закрытом резервуаре).

3. Массовое внедрение АПВ, эффективность применения которого общеизвестна, привело к тому, что за шесть лет (1946—1951 гг.) в среднем в год работало 26% всех установленных комплектов АПВ. Успешных включений было 78,5%, отказов в работе—1,8%, включений на устойчивые повреждения—19,7%. Практика эксплуатации показывает, что при наличии параллельных линий, двухстороннего питания и т. д. отключение линии даже при отказе в работе АПВ не дает аварии.

4. Замена недоброкачественных или устаревших изоляционных материалов в отдельных узлах и конструкциях.

5. Полная переделка или усиление отдельных изоляционных конструкций, не обеспечивающих требуемой электрической прочности.



Следует указать, что в энергосистеме имеются синхронные компенсаторы, связанные с воздушной сетью. Грозозащита их выполнена по несколько необычной схеме (см. рисунок), в которой вентильный разрядник, установленный в точке перехода воздушной линии в кабельную, работает практически во всех случаях до прихода отраженной от точки D (от емкости) волны. Поэтому на емкость действует срезанная волна и этим достигается наибольшее снижение амплитуды напряжения в точке D.

Вентильный разрядник (в точке С) защищается от прямых ударов молнии подходом длиной $l \geq 200$ м. Второй вентильный разрядник (в точке D) можно назвать резервным, так как практически он никогда не работает и будет нужен только в случае выхода из строя разрядника, установленного в точке С.

Внедрение в практику эксплуатации наиболее эффективных средств противогрозовой защиты, а также правильная расстановка и эксплуатация грозозащитных устройств и усиление изоляции позволяют свести до минимума грозовые аварии и тем самым способствуют увеличению надежности энергоснабжения потребителей в период грозового сезона.

□ □ □

Анализ повреждений от замыканий на землю в кабельных сетях

Инж. Н. Н. Беляков

Считалось, что перенапряжения, появляющиеся при однофазных замыканиях через дугу в сетях с изолированной нейтралью, могут привести к повреждениям изоляции электрических установок. Имевшиеся теории допускали существование перенапряжений кратностью до $4 U_{\phi}$ и более. Вместе с тем, высказывались мнения о безопасности этих перенапряжений¹. Экспериментальные работы давали ограниченные величины перенапряжений. Так, в последних измерениях ЦНИЭЛ² максимальная величина перенапряжений оказалась равной $3 U_{\phi}$.

На основании этих экспериментов, а также имеющихся измерений других авторов можно считать, что кратность перенапряжений от дуговых однофазных замыканий на землю не превосходит $3 \div 3,2) U_{\phi}$, если не происходит наложения других видов перенапряжений. Эта величина не опасна для нормальной изоляции электрических сетей, т. е. для изоляции, выдерживающей эксплуатационные испытательные напряжения.

В связи с этим важно проверить опасность указанного типа перенапряжений на основе эксплуатационных данных, особенно потому, что здесь перенапряжения действуют на реальную изоляцию сетей.

Анализ опыта эксплуатации с точки зрения опасности и последствий однофазных замыканий, проведенный ЦНИЭЛ, охватывает результаты работы как кабельных линий, так и подстанционного оборудования, т. е. он относится к кабельным сетям в целом.

Материалом для проведенного анализа служили присланные энергосистемами сведения о кабельных сетях: рабочее напряжение, протяженность, ток замыкания на землю, режим нейтрали, характер работы защиты от замыканий на землю (на отключение или на сигнал) и имевшие место случаи замыканий. Особое внимание придавалось изучению однофазных замыканий, перешедших в междуфазные. Сведения относятся в основном к 1945—1949 гг.

Кроме кабельных сетей, в анализ были включены также смешанные сети (воздушные и кабельные) при условии, что протяженность кабелей составляла не менее 50% от полной протяженности сети.

Всего анализ охватывает 30 тыс. километролет кабельных линий по 38 энергосистемам. По

¹ И. А. Сыромятников, «Электрические станции», 1951, № 2.

² Ч. М. Джуварлы, «Электрические станции», 1951, № 5.

блокам генератор — трансформатор обработаны данные 800 агрегатов лет эксплуатации.

Для каждой электрически связанной сети устанавливались: емкостный ток замыкания на землю; полный ток замыкания на землю (с учетом составляющей, обусловленной активным сопротивлением в нейтрали); процент однофазных замыканий, перешедших в междуфазные в какой-либо другой точке сети (в двойные замыкания на землю).

Выведенные показатели, являющиеся основой для анализа последствий однофазных замыканий, отражают большой фактический материал, и их следует признать характерными для существующих сетей—3—10 кв.

Далее произведено сравнение работы различных сетей в зависимости от напряжения, величины емкостного или полного тока замыкания на землю и режима нейтрали.

Полное число однофазных замыканий определялось по следам в месте повреждения, по работе приборов контроля изоляции, а также по действию защиты от замыканий на землю; таким образом, в него входят и самоустранившиеся замыкания на землю. К сожалению, в большинстве систем не производилось измерения емкостного тока сети и приведенные данные в этой части чаще всего являются расчетными.

Причины, приводящие к однофазным замыканиям на землю

Однофазные замыкания на землю являются наиболее часто встречающимися повреждениями в кабельных сетях; они составляют 77% от всех видов замыканий. На 100 км кабельных линий, включая оборудование подстанций, происходит в среднем 4,9 однофазных замыканий в год.

Причины первоначальных замыканий на землю разбиты на три группы (табл. 1).

Таблица 1

Первоначальные замыкания на землю в кабельных сетях и в блоках генератор-трансформатор (в % к общему числу замыканий)

Причины первоначального замыкания	Замыкания в кабельных сетях 3—10 кв	Замыкания в блоках генератор-трансформатор
Нарушения изоляции в нормальном режиме	41,6	48,6
Внезапные внешние воздействия	33,8	43,3
Замыкания, причина возникновения которых не выяснена	24,6	8,1

К причинам нарушения изоляции в нормальном режиме (при воздействии рабочего фазного напряжения) отнесены случаи старения изоляции, проникновения влаги и предварительных механических повреждений. К внезапному внешнему воздействию отнесены механические повреждения, попадание воды, осадка грунта, случаи, когда возможны внутренние перенапряжения (перегорание предохранителей). Как в кабельных сетях, так и в блоках генератор-трансформатор более чем в 50% случаев (по установленным причинам) пробой изоляции на землю имели место при отсутствии в сети коммутационных операций, аварийных режимов, перенапряжений и других ненормальных условий. Эти пробой и перекрестия обуславливаются постепенным ослаблением изоляции вследствие увлажнения, старения, предварительных механических повреждений и т. п. причин.

В то же время немного менее половины (45—47%) однофазных замыканий (по установленным причинам) возникает вследствие внезапных внешних воздействий: механических повреждений при земляных работах, осадках грунта, перенапряжений.

Таким образом, весьма часто замыкание фазы на землю происходит под воздействием рабочего фазного напряжения.

Слабые точки изоляции, существующие длительное время, могут при однофазных замыканиях явиться очагами вторичных пробоев или перекрестий, даже при незначительных кратностях перенапряжений или при увеличении напряжения до линейного.

Сети с изолированной нейтралью

В табл. 2 сведены данные о последствиях однофазных замыканий на землю для кабельных линий с изолированной нейтралью при различных емкостных токах. Сети 6 кв имеют наибольшую протяженность и поэтому данные о них наиболее характерны.

При большом числе однофазных замыканий лишь очень немногие из них переходят в между-

фазные в другой точке. Так, из 961 однофазного замыкания на всех напряжениях только 38 перешло в междуфазные в другой точке, что составляет лишь 3,9%.

Более детальное обследование показало, что в 83% этих случаев второе замыкание произошло в точках с ослабленной изоляцией.

Таким образом, как правило, вторичные пробой происходят в ослабленных точках, и, следовательно, кратности возникающих перенапряжений невелики или, во всяком случае, ниже нормального уровня изоляции современных кабельных сетей.

В сетях с низким общим уровнем изоляции отмечены случаи вторичного пробоя в двух точках (тройное замыкание на землю). Например, в одной сети с емкостным током 40 а пробой в кабеле с 20-летним сроком службы вызвал пробой в двух соединительных чугунных муфтах, причем в местах вторичного пробоя возникло трехфазное короткое замыкание. В другом случае в той же сети два вторичных пробоя произошли в кабеле и чугунной муфте.

Число случаев перехода однофазных замыканий в двойные замыкания на землю практически не зависит от емкостного тока. Это дает основание предположить, что величина перенапряжений также не зависит от емкостного тока сети.

В четырнадцати сетях 6 кв с изолированной нейтралью и емкостными токами в пределах 30—75 а (с земляной защитой, действующей на сигнал) общей протяженностью в 1 200 км из 119 однофазных замыканий ни одно не перешло в междуфазное в другой точке, хотя в некоторых сетях имелись кабели на более низкое номинальное напряжение, высоковольтные двигатели и бакелитовая изоляция.

В одной из сетей протяженностью около 100 км с емкостным током 81 а также с земляной защитой, действующей на сигнал, за год произошло 17 замыканий на землю, из которых ни одно не вызвало двойного. В то же время в сетях с малым током (5—10 а) двойные замыкания наблюдались в 12,5% случаев однофазных замыканий (табл. 2).

Таблица 2

Однофазные замыкания на землю в кабельных сетях с изолированной нейтралью

Емкостный ток замыкания на землю, а	Сети 3 кв					Сети 6 кв					Сети 10 кв					Сети всех напряжений				
	Километров	Всего замыканий	Замыкания, не перешедшие в междуфазные, %		Замыкания, перешедшие в междуфазные, %	Километров	Всего замыканий	Замыкания, не перешедшие в междуфазные, %		Замыкания, перешедшие в междуфазные, %	Километров	Всего замыканий	Замыкания, не перешедшие в междуфазные, %		Замыкания, перешедшие в междуфазные, %	Километров	Всего замыканий	Замыкания, не перешедшие в междуфазные, %		Замыкания, перешедшие в междуфазные, %
			в той же точке	в другой точке				в той же точке	в другой точке				в той же точке	в другой точке				в той же точке	в другой точке	
<5	389	51	45	51	4	177	14	57	43	0	3	1	100	0	0	569	66	48,5	48,5	3
5—10	420	2	100	0	0	1 097	38	50	37	13	14	0	0	0	1 531	40	52,5	35	12,5	
10—30	—	—	—	—	—	2 006	102	88,3	8,8	2,9	139	9	66,7	11,1	22,2	2 145	111	86,5	8,9	4,5
30—50	279	34	88	12	0	2 708	171	71,3	23,4	5,3	—	—	—	—	2 987	205	74,2	21,4	4,4	
50—100	—	—	—	—	—	5 103	228	83,5	15,7	0,8	3	0	0	0	5 103	228	83,5	15,7	0,8	
100—200	—	—	—	—	—	5 541	214	94	2,3	3,7	—	—	—	—	5 541	214	94	2,3	3,7	
>200	—	—	—	—	—	1 176	97	85,6	7,2	7,2	—	—	—	—	1 176	97	85,6	7,2	7,2	
Для всех токов	1 088	87	63,2	34,5	2,3	17 805	864	82,5	13,1	3,9	159	10	70	10	20	19 052	961	80,7	15,4	3,9

Примечание. За 100% принято общее число замыканий при данном токе.

Однофазные замыкания на землю в кабельных сетях с активным сопротивлением в нейтрали

Полный ток замыкания на землю, <i>a</i>	Сети 3 кв					Сети 6 кв					Сети 10 кв					Сети всех напряжений				
	Километрлет	Всего замыканий	Замыкания, не перешедшие в междуфазные, %			Километрлет	Всего замыканий	Замыкания, не перешедшие в междуфазные, %			Километрлет	Всего замыканий	Замыкания, не перешедшие в междуфазные, %			Километрлет	Всего замыканий	Замыкания, не перешедшие в междуфазные, %		
			в той же точке	в другой точке	в той же точке			в другой точке	в той же точке	в другой точке			в той же точке	в другой точке	в той же точке			в другой точке		
5—10	—	—	—	—	—	61	0	0	0	0	—	—	—	—	61	0	0	0	0	
10—30	34	0	0	0	0	61	2	100	0	0	—	—	—	—	95	2	100	0	0	
30—50	51	4	50	25	25	473	8	62,5	37,5	0	—	—	—	—	524	12	58,4	33,3	8,3	
50—100	49	1	100	0	0	1 635	116	66,5	30	3,5	217	21	76	24	0	1 901	138	68,1	29	2,9
100—200	—	—	—	—	—	2 439	108	76,8	21,3	1,9	954	91	63,7	29,7	6,6	3 393	199	71	25	4
Более 200	—	—	—	—	—	2 131	128	99,2	0,8	0	—	—	—	—	—	2 131	128	99,2	0,8	0
Для всех токов	134	5	60	20	20	6 800	362	81,2	17,1	1,7	1 171	112	66	28,6	5,4	8 105	479	77,3	20	2,7

Примеры спокойной эксплуатации сетей с большими емкостными токами и случаи двойных замыканий на землю в сетях с малыми емкостными токами также говорят об отсутствии чрезмерных перенапряжений и о том, что двойные замыкания обуславливаются слабыми точками в изоляции.

Следует отметить, что имеющиеся данные на первый взгляд не подтверждают очевидного положения о том, что с увеличением тока замыкания на землю увеличивается возможность перехода однофазных замыканий в многофазные в той же точке, однако можно предположить, что с ростом емкостного тока однофазные замыкания быстрее переходят в междуфазные и фиксируются прямо как междуфазные. Это подтверждает увеличение относительного числа междуфазных замыканий, возникших сразу, среди общего числа замыканий. Например, в сетях 6 кв при токе 30—50 а междуфазных замыканий, возникших сразу, зафиксировано 21% от общего числа замыканий, при токе 50—100 а соответственно 25%, при токе 100—200 а — 36%.

В сетях с изолированной нейтралью в эксплуатации наблюдалось несколько случаев вторичного пробоя на поврежденной фазе. Это говорит о том, что для вторичных пробоев не обязательны значительные перенапряжения, так как теоретически ожидаемые перенапряжения на поврежденной фазе меньше, чем на неповрежденной.

Сети с нейтралью, заземленной через активное сопротивление

Около 40% кабельных сетей имеют в нейтрали активные сопротивления. Данные об однофазных замыканиях для таких сетей сведены в табл. 3, в которой сети разбиты по группам в зависимости от полного тока замыкания на землю $I = \sqrt{I_c^2 + I_a^2}$.

Активные сопротивления в нейтрали, выбираемые из условий релейной защиты, способствуют снижению перенапряжений при дуговом замыкании на землю. Практически применяемые активные сопротивления в нейтрали таковы, что отноше-

ние активной и емкостной составляющей полного тока замыкания на землю I_a/I_c в подавляющем большинстве случаев больше или приблизительно равно единице.

Только в четырех установках это соотношение было сравнительно малым, а именно: 0,7; 0,5; 0,4; 0,25. Однако в этих четырех сетях не было двойных замыканий, хотя произошло 42 однофазных замыкания на землю.

Для сети с отношением $\frac{I_a}{I_c} = \frac{x_c}{R_n} = 1$ с большой надежностью можно считать, что перенапряжения при дуговом замыкании на землю не превысят $2,5U_{\phi}^*$. Для случаев $I_a/I_c > 1$, а также если учесть затухание, перенапряжения будут еще меньше. Величина $2,5U_{\phi}$ лежит ниже эксплуатационных испытательных напряжений промышленной частоты для всего оборудования сети, за исключением генераторов, для которых она немного превосходит испытательное напряжение ($1,3U_{ном}$), однако случаев вторичных пробоев в генераторах не было.

Таким образом, для сетей, занесенных в табл. 3, можно считать исключенным появление перенапряжений от дуговых замыканий на землю, опасных для нормальной изоляции.

Однако в таких сетях случаи перехода однофазных замыканий на землю в двойные происходят практически столь же редко (2,7%), как и в сетях с изолированной нейтралью.

Отмечены появления двойных замыканий на землю в сетях с относительно хорошо заземленной нейтралью, где отношение I_a/I_c равно 7,4; 8,7; 5,7, когда на неповрежденной фазе можно ожидать напряжение порядка линейного. Интересно появление двойного замыкания на землю даже при отношении $I_a/I_c = 10$. Отмечен, кроме того, случай в сети 6 кв с $I_a/I_c = 4$, когда вследствие неисправности привода выключателя „земля“, появившаяся из-за повреждения кабеля ломом, не отключилась, и последовал пробой на землю в самом кабеле, очевидно, в ослабленном месте на другой фазе в другой точке.

* Л. И. Сиротинский, Техника высоких напряжений, т. III, Госэнергоиздат, 1945.

Однофазные замыкания на землю в компенсированных сетях

Емкостный ток, a	Напряжение, кв	Километр-ролет	Замыкания на землю							
			не перешедшие в междуфазные		перешедшие и междуфазные				Всего	
			Количество	%	в той же точке		в другой точке		Количество	%
					количество	%	количество	%		
5—10	10,5	8	0	0	0	0	0	0	0	0
50—100	6	201	18	85,7	3	14,3	0	0	21	100
100—200	6	1 860	89	80,9	17	15,5	4	3,6	110	100
Более 200	3	201	1	50	0	0	1	50	2	100
Всего	—	2 270	108	81,2	20	15	5	3,8	133	100

Почти все блоки генератор-трансформатор (96 %) имеют активное сопротивление нейтрали, обуславливающее $I_a/I_c > 1$. Однофазные замыкания, перешедшие в двойные, составляют 4%.

Повреждения изоляции при двойных замыканиях в сетях с активным сопротивлением в нейтрали, очевидно, целиком вызваны местными ослаблениями изоляции.

Сети с дугогасящей катушкой

В сетях с дугогасящей катушкой можно ожидать перенапряжений, не превосходящих $2,5U_\phi^{**}$. Активные сопротивления, параллельные катушке, снижают дополнительно эту величину, так как они имеют обычно величину порядка емкостного сопротивления сети. Только для трех из десяти сетей с активным сопротивлением и дугогасящей катушкой отношение I_a/I_c значительно меньше единицы и равно 0,5; 0,4; 0,3.

Однако в сетях с дугогасящими катушками и в сетях с шунтированными активным сопротивлением дугогасящими катушками также наблюдаются переходы однофазных замыканий в двойные, соответственно в 3,8% и 3,4% случаев, которые можно объяснить только слабыми точками в изоляции.

Результаты работы компенсированных сетей представлены в табл. 4.

Если рассмотреть все сети, за исключением имеющих изолированную нейтраль, то в 63% случаев появления двойных замыканий на землю имеются указания на ослабление изоляции, а в остальных — отсутствуют данные.

Таким образом, определение причин первоначального нарушения изоляции при замыкании, непосредственное рассмотрение состояния поврежденной изоляции в месте второго замы-

кания, а также тот факт, что относительное число (в %) переходов однофазных замыканий на землю в междуфазные в другой точке в изолированных сетях не превышает таковое в сетях с другими способами заземления нейтрали, при которых следует ожидать меньших перенапряжений, дают основания полагать, что все вторичные пробой и перекрытия происходят в ослабленных точках изоляции.

Выводы

1. Первоначальное нарушение изоляции на землю в кабельных сетях в 50% случаев происходит в местах ослабленной изоляции при нормальной работе, т. е. при воздействии рабочего фазного напряжения. Вторичные пробой и перекрытия в большинстве случаев (для сетей с изолированной нейтралью в 83%) происходят в точках с пониженной прочностью изоляции.

2. Влияние способа заземления нейтрали на относительное число (в %) переходов однофазных замыканий на землю в междуфазные в другой точке практически отсутствует, что также следует объяснить возникновением вторичных повреждений изоляции в слабых точках.

3. В сетях с изолированной нейтралью не отмечено влияния величины емкостного тока замыкания на землю на относительное число (в %) переходов однофазных замыканий на землю в междуфазные в другой точке.

4. Перенапряжения, возникающие при однофазном замыкании на землю, приводят к переходу в междуфазные замыкания в другой точке лишь в редких случаях (для сетей с изолированной нейтралью в 3,9%), а следовательно, их кратности невелики.

5. Для нормальной изоляции кабельных сетей случаи перехода однофазных замыканий в замыкания в другой точке сети вследствие перенапряжений от заземляющих дуг могут считаться исключенными.

** См. сноску 2.



Опыт наладки двукратного автоматического повторного включения

Инж. М. Л. Гайлис, инж. А. П. Глазов и инж. М. П. Розенноп

В одной из энергосистем было выполнено и введено в работу устройство автоматического повторного включения на линии электропередачи¹, питающей несколько подстанций энергосистемы (рис. 1). К подстанциям подключены также электростанции малой мощности.

Решено было отделять эти электростанции с присоединенной к ним нагрузкой при коротких замыканиях в соответствующих точках сети. При этом участок сети можно рассматривать как несколько линий с односторонним питанием, что позволяет ограничиться установкой АПВ только

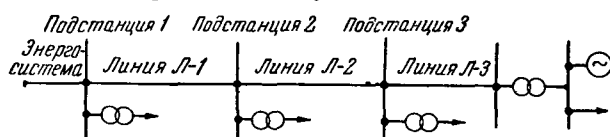


Рис. 1. Схема транзитной сети.

с питающего конца каждого участка. Для всех выключателей применено двукратное АПВ с пуском от всех защит, с самовозвратом, с ускорением защиты после АПВ. Делительные защиты имеют выдержку времени 0,7 сек. для отстройки от действия отсечек и предохранителей на стороне низшего напряжения. Время перерыва питания при первом повторном включении равно 1,3 сек., что обусловлено необходимостью отстройки от делительных защит. Интервал между первым и вторым АПВ выбран в 3 сек. по условию готовности выключателей.

Для предотвращения включения на несинхронное напряжение в случае отказа делительных защит схемы АПВ выполнены с блокировкой по наличию встречного напряжения на линии.

Для проверки работы защиты АПВ при наладке были сняты осциллограммы тока и напряжения в процессе АПВ. Отключения производились замыканием от руки контактов выходного реле защиты. Выборки из этих осциллограмм при двукратном АПВ на линии Л-2 приведены на рис. 2, а построенные по осциллограммам кривые токов, напряжений и частоты — на рис. 3. Кривые построены в процентном отношении к значениям соответствующих величин до опыта.

Кроме того, осциллограммы напряжения и частоты при отключении линии Л-2 были сняты еще раз в связи с изменением нагрузки. К линии были дополнительно присоединены листопрокатный стан и синхронный генератор заводской станции малой мощности. Мощность двигателя составляет

¹ Работа выполнена Оргрэс совместно со Службой релейной защиты энергосистемы.

около 10%, а генератора около 20% мощности остальных потребителей, присоединенных к линии. Для удобства сравнения результаты этих испытаний также приведены на рис. 3 в виде пунктирных кривых. При испытании на генераторе была установлена максимальная токовая защита без выдержки времени на 120% номинального тока, которая отключала генератор после отключения линии на подстанции 2.

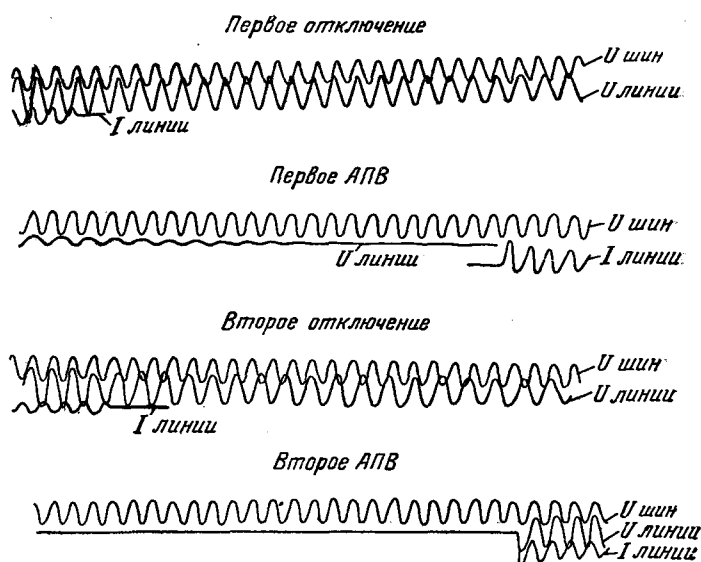


Рис. 2. Осциллограммы токов напряжений при двукратном автоматическом повторном включении на линии Л-2.

На рис. 4 приведены результаты опыта однократного АПВ на линии Л-3. При этих испытаниях к линиям Л-2 и Л-3 были присоединены промышленные предприятия (металлообрабатывающий и цементный заводы, насосные станции и другие предприятия). При опытах были отключены электростанции малой мощности и выведены из работы защиты от понижения напряжения на крупных двигателях, действующие без выдержки времени.

Результаты испытаний позволяют сделать следующие выводы:

1. После первого АПВ с перерывом питания в 1,3 сек. сброс нагрузки составлял 40% (кривая 3 рис. 3). Сброс произошел в результате отключения магнитных пускателей мелких двигателей и, возможно, также в результате перегорания предохранителей у некоторых двигателей. Сброс нагрузки может быть предотвращен значительным уменьшением времени АПВ или применением пофазного АПВ. При выполненном АПВ сброс на-

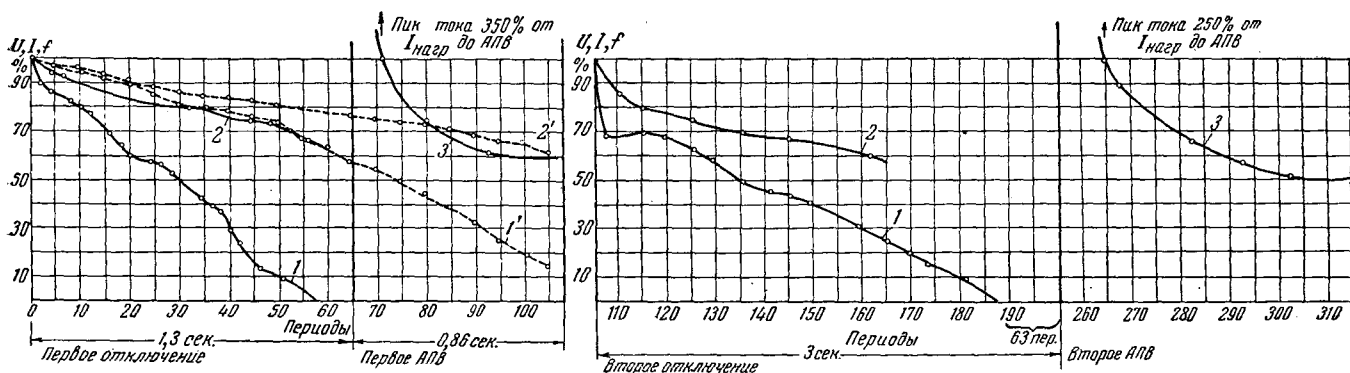


Рис. 3. Кривые токов напряжений и частот на линии Л-2.
1-1' — напряжение; 2-2' — частота; 3 — ток.

грузки мог бы быть снижен при применении пускателей, отпадающих с выдержкой времени, которых электропромышленность, к сожалению, пока не выпускает.

Характерно, что после второго АПВ со временем перерыва 3 сек. сброс увеличивается незна-

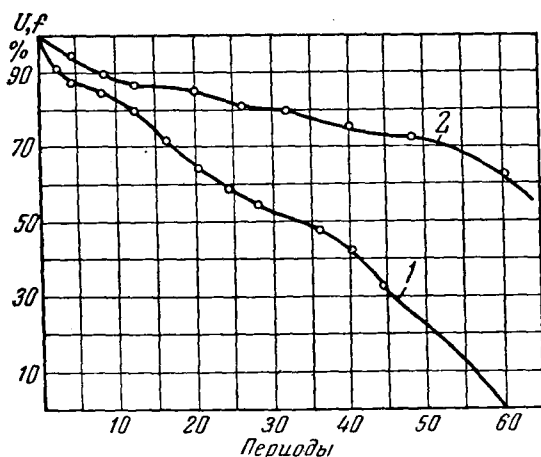


Рис. 4. Кривые изменения напряжения (1) и частоты (2) на линии Л-3.

чительно. Это опровергает мнение, что второе включение при двукратном АПВ мало эффективно в отношении сохранения работы двигателей.

2. В кривой тока после действия АПВ может быть резко выражена аperiodическая составляющая в момент включения. Это хорошо видно на рис. 2. Так же как и при коротком замыкании, бросок тока может почти вдвое превысить на-

чальное значение периодической составляющей. С учетом аperiodической составляющей толчок тока при первом повторном включении после перерыва 1,3 сек. достигал 350% от величины тока в линии до АПВ (кривая 3 рис. 3) или порядка 600% от величины тока нагрузки, оставшейся в работе после первого АПВ. Это следует учитывать при ускорении защиты после АПВ. Для отстройки токовых защит с ускорением от начального толчка тока следует вводить небольшую выдержку времени — около 0,2 сек. Отстройка от толчка тока может быть также достигнута применением реле с быстронасыщающимся трансформатором тока, что, безусловно, является более правильным решением.

3. После отключения нагруженной линии напряжение на ней понижается сравнительно медленно и почти прямолинейно. Время до практически полного исчезновения напряжения при опытах равнялось приблизительно 1 сек. (при отсутствии подпитки со стороны генератора).

Частота после отключения линии понижается еще медленнее. Максимальная скорость понижения частоты имеет место непосредственно после отключения. Во время опытов частота по истечении 10 периодов после отключения линии составляла от 44 до 40 пер./сек. Дальнейшее снижение частоты происходит практически прямолинейно, примерно до 35 пер./сек., спустя 1 сек. после отключения линии.

Приведенные опытные данные следует учитывать при выполнении автоматической разгрузки по частоте и АПВ с контролем отсутствия напряжения.

□ □ □

ОТ РЕДАКЦИИ

В настоящее время, в связи с широким внедрением автоматического повторного включения, должна быть значительно усилена работа по повышению эффективности АПВ. Различные случаи успешного действия АПВ оказываются далеко не равнозначными по результатам как для энергосистемы, так и для потребителей. Нужно обращать внимание на уменьшение саморазгрузки потребителей в результате действия АПВ.

Опыт показывает, что вмешательством энергосистемы в состоянии защиты электродвигателей предприятий количество саморазгрузок может быть уменьшено. Следует шире применять двукратное АПВ, так как уже имеются данные о значительном проценте успешных включений во втором цикле.

Таким образом, наряду с дальнейшим оснащением, совершенствованию АПВ должно быть уделено самое серьезное внимание.

Контроль несимметричной нагрузки генератора

Канд. техн. наук И. Н. Попов и инж. М. И. Пронникова

Разработанное и изготовленное по заданию Технического управления МЭС в ЦНИЭЛ устройство контроля и сигнализации несимметричных режимов работы генератора (рис. 1), установленное в опытную эксплуатацию¹, обеспечивает:

- 1) контроль за величиной тока I_2 до 25% от номинального тока;
- 2) сигнализацию несимметричных режимов, начиная с $I_2 = 10 \div 15\% I_{ном}$.

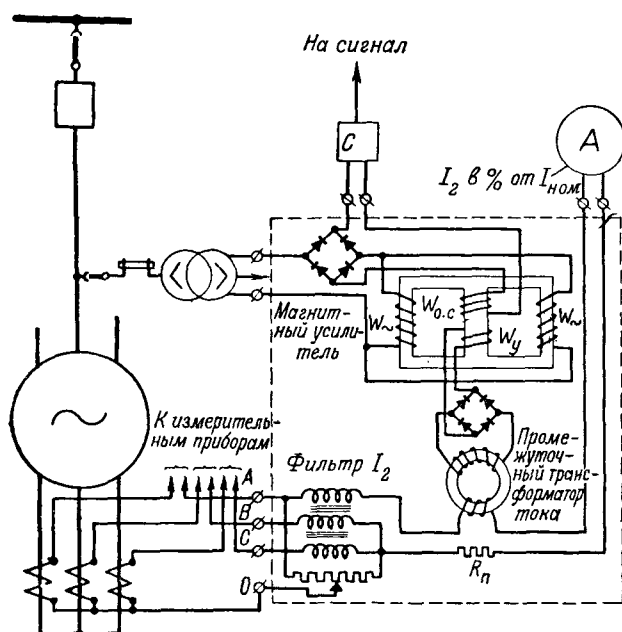


Рис. 1. Схема устройства контроля и сигнализации несимметричных режимов работы генератора.

Устройство может быть также использовано для отключения генератора при опасных величинах тока I_2 (от 25% $I_{ном}$ и выше).

Принципиальные схемы устройства показаны на рис. 2.

В качестве фильтра тока обратной последовательности выбран активно-индуктивный фильтр с сердечником из стали, имеющим воздушный зазор. Особенности этого фильтра являются простота исполнения, надежность и линейность характеристик. Мощность такого фильтра сравнительно мала: при токах $I_2 = 10 \div 15\% I_{ном}$ мощность на выходе порядка $12 \div 30 \cdot 10^{-3}$ в.а. Уве-

¹ В опытной эксплуатации находится также разработанное в Мосэнерго устройство, позволяющее измерять несимметрию на генераторе без возможности сигнализации. См. информационное письмо Мосэнерго № 14, 1949.

личение мощности фильтра за счет изменения его параметров привело бы к чрезмерному увеличению его размеров и потребления. Применение других типов фильтров I_2 , например активно-емкостного, было признано более сложным и

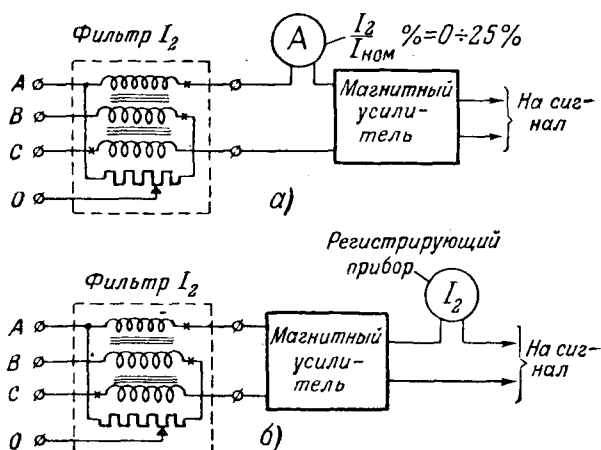


Рис. 2. Принципиальные схемы устройства.

менее надежным. Потребление выбранного фильтра мало (наибольшее 5 в.а на фазу), что позволяет подключать его к любым установленным на генераторе измерительным или защитным трансформаторам тока. Однако желательно фильтр подключать к трансформаторам, установленным на нулевых выводах, как показано на рис. 1.

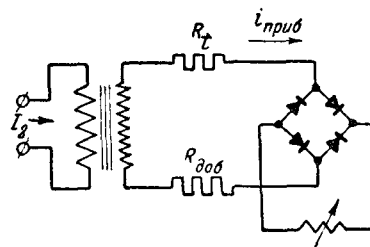


Рис. 3. Схема прибора для измерения I_2 в процентах от $I_{ном}$.

Контроль за величиной токов обратной последовательности осуществляется с помощью измерительного щитового прибора. Прибор подключен к выходу фильтра и проградуирован в процентах тока I_2 относительно номинального тока генератора (рис. 3). Шкала прибора выбирается в соответствии с допустимыми величинами: $I_2 = 0 - 25\% I_{ном}$ с возможностью наблюдения не-

симметрии от $3 \div 5\%$. Показания прибора, определяемые током небаланса фильтра при $I_1 = 5 \text{ а}$, не превышают 1% . При указанных малых мощностях на выходе фильтра возможно применение магнито-электрического прибора (например, типа МН), питающегося через меднозакисные выпрямители (типа ВК-0,7) и промежуточный трансформатор. Последний согласует сопротивление прибора и фильтра для обеспечения

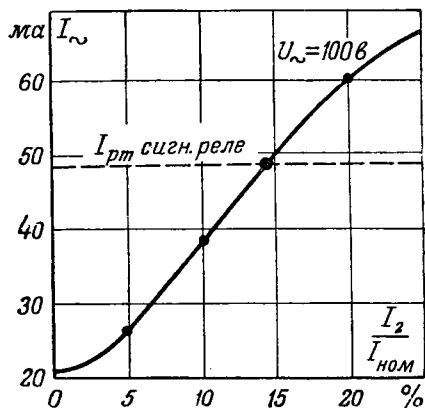


Рис. 4. Характеристика устройства сигнализации несимметричных режимов работы генератора.

наибольшей отдачи мощности фильтром и ограничивает напряжение на выпрямителях при больших токах I_2 .

Сигнализация появления опасных режимов при I_2 выше $10 \div 15\%$ $I_{ном}$ осуществляется с помощью чувствительного сигнального реле. Для обеспечения требуемой чувствительности сигнализации применен магнитный усилитель, действующий на сигнальное реле С (см. рис. 1). Магнитные усилители в настоящее время находят применение в ряде схем защиты и автоматики вследствие своих преимуществ как устройств без подвижных систем, обладающих высокой чувствительностью, длительным сроком службы и простотой изготовления. В данной схеме применен простой и дешевый магнитный усилитель со слабой обратной связью, с сердечником из стали.

Управление усилителем осуществляется током I_2 через промежуточный трансформатор и выпрямители. Вспомогательное питание на усилитель подается от трансформатора напряжения генератора или шин (потребление $2 \div 5 \text{ в а}$). На рис. 4 показана зависимость тока на выходе усилителя от тока обратной последовательности.

Сигнальное реле (потребление на выпрямленном токе $0,8 \text{ в а}$) действует на звуковой или световой сигнал при $I_2 = 15\%$ $I_{ном}$. Непосредственное включение сигнального реле не обеспечит требуемой чувствительности или потребует значительного увеличения мощности фильтров и трансформаторов тока.

Устройство состоит из простых, надежных в эксплуатации элементов.

Приведем основные данные элементов опытного образца:

Фильтр тока — Ш-образный сердечник из стали Э4А сечением $7,5 \text{ см}^2$ с воздушным зазором на среднем стержне $1,6 \text{ мм}$; обмотки фаз В и С имеют по 9 витков провода ПЭЛБД диаметром $1,4 \text{ мм}$, вторичная обмотка — 53 витка ПЭЛБД $2,25 \text{ мм}$; сопротивление фазы А $0,223 \text{ ом}$, константан $1,2 \text{ мм}$.

Прибор — магнито-электрический щитовой типа МН $1,3 \text{ ма}$; питается через выпрямительный мост с меднозакисными выпрямителями типа ВК-07, имеющем по одной шайбе в плече, и промежуточный трансформатор с кольцевым пермалловым сердечником сечением $0,6 \text{ см}^2$, диаметром $46 \times 8 \text{ мм}$ и обмотками: первичной в 4 витка ПЭШО $1,25 \text{ мм}$ и вторичной в 360 витков ПЭШО $0,38 \text{ мм}$. Потребление прибора с выпрямителями и трансформатором — $12 \cdot 10^{-3} \text{ в а}$.

Магнитный усилитель — сердечник Ш-24, сталь Э4А, сечение крайнего стержня $1,75 \text{ см}^2$.

Обмоточные данные:

Обмотка переменного тока с числом витков $2 \times 4 \text{ 300}$, проводом ПЭ, диаметром $0,25 \text{ мм}$.

Обмотка обратной связи с числом витков $2 \times 1 \text{ 100}$, проводом ПЭ, диаметром $0,18 \text{ мм}$.

Обмотка управления с числом витков $2 \times 14 \text{ 600}$, проводом ПЭ, диаметром $0,18 \text{ мм}$.

Промежуточный трансформатор усилителя с кольцевым пермалловым сердечником сечением: 1 см^2 , диаметром $46 \times 8 \text{ мм}$ с обмотками: первичной в 30 витков ПБД 1 мм и вторичной в 2×750 витков ПЭШО $0,25 \text{ мм}$.

Селеновые выпрямители в цепи управления диаметром 18 мм по 1 шайбе в плече и в цепи обратной связи диаметром 45 мм по 7 шайб в плече. Потребления цепи управления с выпрямителями и трансформатором $19 \cdot 10^{-3} \text{ в а}$.

Все элементы могут быть расположены в одном кожухе размерами $190 \times 175 \times 210 \text{ мм}$.

Установка такого устройства на генераторе дает возможность для измерений тока нагрузки установить только один амперметр в одной из фаз вместо трех.

В некоторых случаях может представить большой интерес запись величин токов обратной последовательности в течение длительного промежутка времени, что позволит анализировать изменение токов I_2 при несимметричной нагрузке и сделать необходимые выводы о допустимых в эксплуатации несимметричных режимах.

Регистрирующий прибор ввиду его большого потребления включается в этом случае после магнитного усилителя (рис. 2, б).

Опытный комплект устройства контроля и сигнализации несимметричных режимов работы генератора, разработанный в ЦНИЭЛ, находится в опытной эксплуатации с декабря 1949 г. на одном из генераторов большой мощности. За это время устройство пять раз действовало на сигнал при нарушении контакта в выключателе и обрыве одной фазы линии с односторонним замыканием на землю, что позволяло персоналу принять необходимые меры.



Замена перекрытия над котельной при работающих котлах

На одной действующей электростанции необходимо было заменить кровельное перекрытие котельной, выполненное из дерева по металлическим фермам, на несгораемое, из железобетонных сборных плит с утеплителем.

Значительное утяжеление веса покрытия потребовало замены стропильных ферм.

Условия эксплуатации электростанции не позволяли установить внутри котельной поддерживающие конструкции или монтажные механизмы для производства работ по замене перекрытия.

Был разработан проект организации работ, предусматривающий применение в качестве основного грузоподъемного механизма специального жесткого деррик-крана со стрелой 16 м, устанавливаемого наверху на перекрытии бункерного помещения (рис. 1).

По перекрытию, на отметке 30,20 м, укладываются три двуглавые балки № 55, из которых две предназначены под главную опору деррик-крана и перекрывают два пролета бункерного помещения. Снизу, с целью разгрузки, под эти балки подводятся временные металлические подпорки из труб диаметром 300 мм с расклинкой.

На металлические двуглавые балки устанавливается деррик-кран, состоящий из опорной конструкции и поворотной части со стрелой.

Длина стрелы определялась минимальным вылетом, который должен был иметь кран для того, чтобы взять фермы, уложенные внизу у котельной, и подать их на место установки.

Грузоподъемность крана выбрана 5 т при весе фермы 3,96 т. Для подъема груза служит полиспаст в три нитки с тросом диаметром 17,5 мм и лебедка грузоподъемностью 3 т с электроприводом.

Для подъема стрелы установлены полиспаст в пять ниток с тросом диаметром 19,5 мм и ручная лебедка грузоподъемностью 3 т.

Подъем и установка на место ферм и заранее собранных фонарей осуществлялись грузовым полиспастом стрелы. Указанным способом производился также подъем на

перекрытие бункерной пакетов связей и прогонов и железобетонных плит. Монтаж связей и прогонов выполнялся при помощи специально подвешенного к стреле дополнительного полиспаста в одну нитку и отдельной электрической лебедки грузоподъемностью 3 т.

Сборка деррик-крана на перекрытии бункерного помещения выполнялась при помощи временной стрелы, установленной около торца здания.

Деррик-кран передвигается вдоль бункерного помещения по металлическим балкам, от одной стоянки до другой, с помощью ручной лебедки грузоподъемностью 1,5 т. При перемещении крана анкерные болты, которыми кран крепится к балкам, освобождались, стрела поднималась на угол 45° к горизонту, поворачивалась и ставилась вдоль бункерной в сторону, обратную направлению перемещения.

По требованию инспекции котлонадзора грузовой полиспаст крана был оборудован конечным электрическим выключателем типа КУ-133-А.

Работа по смене перекрытия заключалась: в снятии существующего кровельного покрытия из досок по деревянным прогонам с площади 4 200 м²; удалении шлаковой засыпки; снятии 43 металлических, односкатных, клепаных ферм пролетом 22,5 м, связей и решеток общим весом 124 т; в установке новых 43 металлических, сварных, двухскатных ферм, с фонарями и с металлическими прогонами общим весом 344 т; установке железобетонных плиток в количестве 3 691 шт., засыпке утеплителя толщиной 140 мм и устройстве рубероидной кровли на площади 4 200 м².

Работы по смене перекрытия были организованы следующим образом (см. рис. 1):

1. Вначале подвешивалась над 3 котлами на тросах диаметром 12 мм защитная плетеная сетка из проволоки диаметром 2 мм с ячейками 15 × 15 мм или 20 × 20 мм шириной полотна 1 м. Каждое полотно поддерживалось двумя тросами, пропущенными между ячейками по краям сеток, и крепилось специальными крючьями к вертикальным стенкам ниже рандбалок.

2. По нижнему поясу существующих ферм (в пределах первого котла) на деревянных балках 10 × 12 см укладывался сплошной настил из 40-мм досок.

3. Снимался верхний слой кровельного перекрытия и удалялась шлаковая засыпка. Сброс шлака с кровли ко-

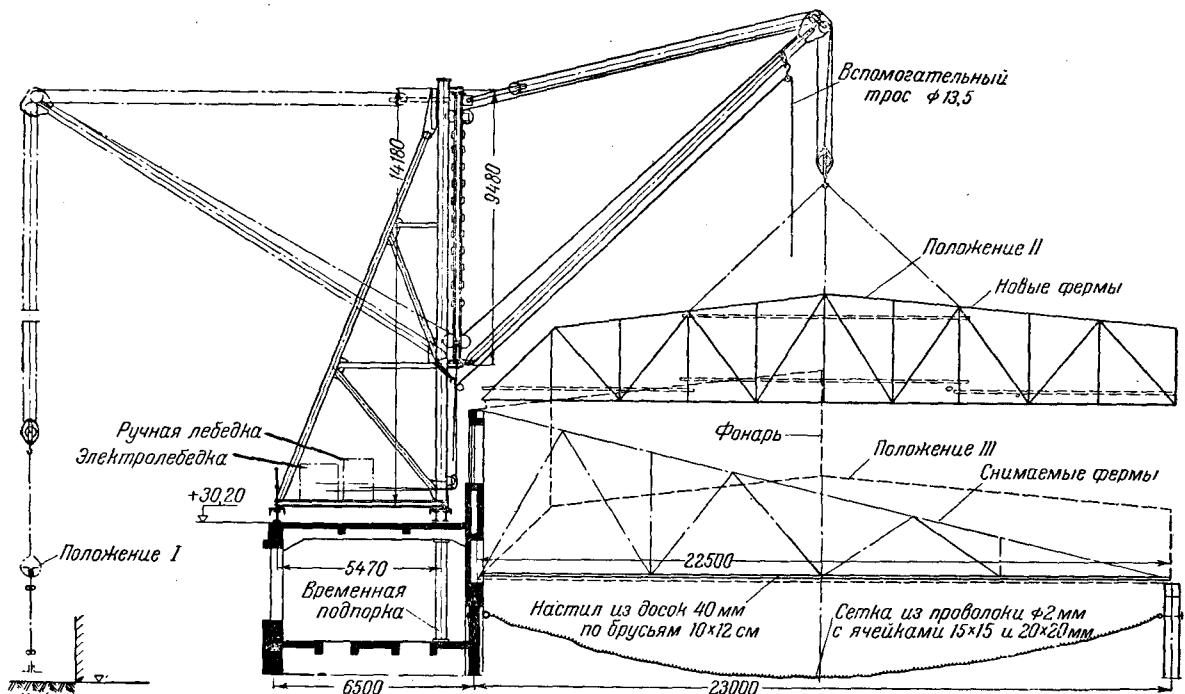


Рис. 1. Схема подъема и установки новых ферм.

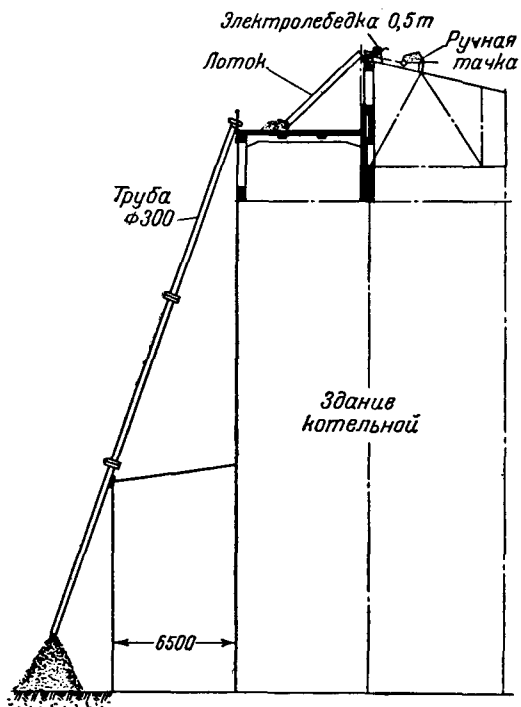


Рис. 2. Сброс шлама с кровли котельной.

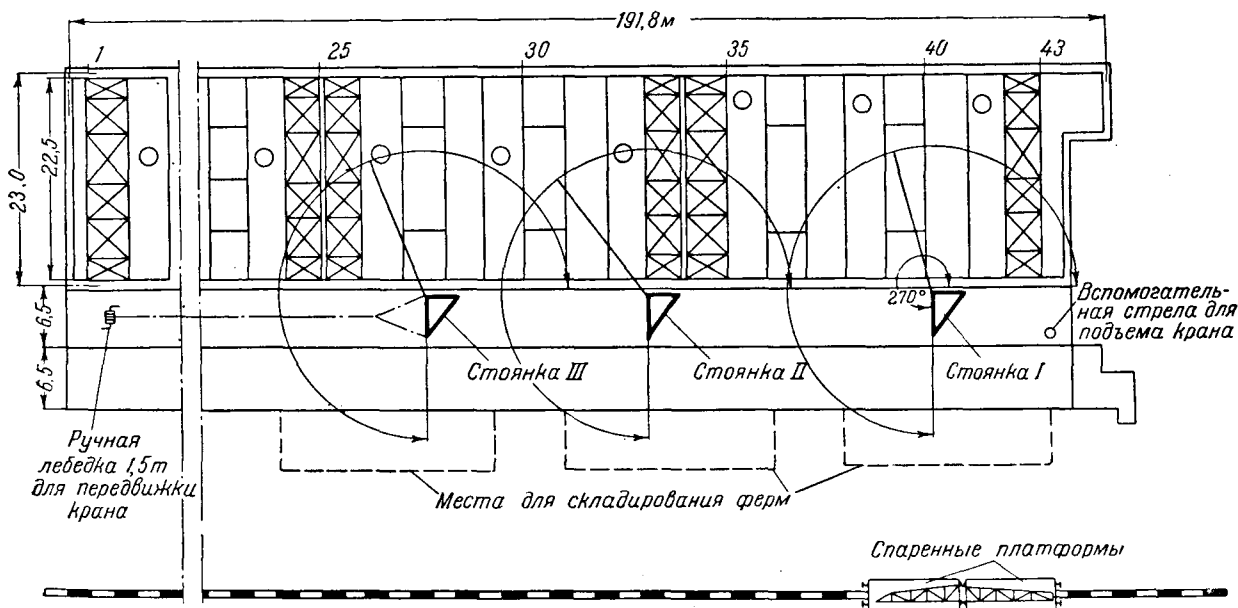


Рис. 3. План кровли с указанием последовательной стоянки крана.

тельной производился следующим образом (рис. 2). В ручную тачку, с удлиненными ножками, засыпался шлак. Затем к ней прицеплялся трос, и электрической лебедкой 0,5 т эта тачка подкатывалась вверх к спускному жолобу, и опрокидывалась. Шлак вначале по спускному жолобу, а затем по наклонной трубе диаметром 300 мм высыпался на землю, откуда уже удалялся с площадки.

4. Разбиралась окончательно существующая кровля и снимались деревянные прогоны. Спуск досок и прогонов осуществлялся деррик-краном.

5. Деревянный настил с существующих ферм у первого котла переносился на фермы, расположенные в пределах второго котла.

6. Снимались деррик-краном существующие фермы над первым котлом и опускались вниз, на отметку 0, где разрезались, а затем увозились с площадки.

7. Новые фермы, уложенные у котельной, подавались наверх, к месту установки деррик-краном. К зданию котельной эти фермы транспортировались на двух спаренных платформах. Разгрузка их производилась с помощью

железнодорожного крана грузоподъемностью 10 т и деррик-крана, расположенного на перекрытии бункерного помещения. Установленные фермы скреплялись сразу же связями и прогонами между собой в 5 точках.

8. По нижним поясам новых ферм на деревянных балках 10×12 см укладывался сплошной настил из досок 40 мм.

9. Устанавливались фонарь, прогоны и все связи по новым фермам.

10. После установки прогонов укладывались железобетонные плитки, слой рубероида для пароизоляции, затем утеплитель и, наконец, двухслойная рубероидная кровля. Параллельно с этими работами сразу же после переноса настила в район второго котла начиналась разборка старого перекрытия над этим котлом.

11. После окончания укладки железобетонных плит в районе первого котла и промазки щелей цементным раствором сплошной настил с этого котла переносился на существующие фермы третьего котла, затем снималась сетка, которая переносилась на место установки четвертого котла.

Таким образом работа шла непрерывно сразу над четырьмя котлами поточным методом.

На замене металлоконструкций перекрытия работала бригада монтажников в количестве 9 чел. Строительные работы выполняла бригада строителей в составе 18 чел. Работы были начаты 6 июля и временно прекращены 6 октября, в связи с наступлением резкого понижения наружной температуры.

За 3 мес. при работе в одну смену бригада сменила перекрытие на площади 1950 м², сняла 20 старых и установила 20 новых ферм.

За 3 мес. кран-деррик передвигался по перекрытию два раза (рис. 3), хотя по проекту организации работ он

должен был передвигаться три раза. Так как на передвижку крана тратилось довольно много времени, то сокращение количества стоянок за счет лучшего использования зоны действия крана позволило поставить большее количество ферм.

Следует отметить, что с одной стоянки крана хорошо устанавливать только 6 ферм, а седьмая ферма уже ставится с трудом на оттяжках, так как нехватает вылета стрелы крана.

Опыт работы по смене кровли показал полную безопасность работ при принятой двойной защите — металлической предохранительной сеткой и сплошным деревянным настилом. При производстве работ были случаи, когда в сетку падали доски и даже металлические обрезки весом до 50 кг, и сетка оставалась неповрежденной.

Деревянный настил на нижних поясах ферм, помимо безопасности, оказался очень удобен для защиты работающих котлов от попадания на них строительного мусора.

Инж. Н. Ф. Рысаков и инж. М. М. Шабельский

Подъем барабанов котла

Проект организации работ по монтажу котлоагрегатов выпускается иногда с крупными недоработками, приводящими к усложнению монтажа, удорожанию стоимости работ и увеличению продолжительности монтажа.

В статье инж. Н. С. Воскобойника и инж. В. И. Утропова¹ описан подъем барабанов котла ТП-170-1, произведенный на одной из электростанций Мосэнерго с применением целого ряда громоздких, сложных дополнительных сооружений и конструкций и с наращиванием фронтных колонн.

Сложность подъема усугублялась еще и тем, что барабан котла, поднимаемый изнутри топки в наклонном положении, имел смещение оси подъема на 280 мм от оси его установки.

Авторы упомянутой статьи утверждают, что единственным способом подъема барабана мог быть только подъем изнутри топки котла полиспастами, так как грузоподъемность Г-образного крана была недостаточна для этого.

С таким утверждением согласиться нельзя, что подтверждается описываемым ниже подъемом барабана, успешно осуществленным Севэнергомонтажем при монтаже котла ТП-170-1.

Монтажный участок также располагал Г-образным краном с примерно такой же характеристикой, т. е. грузоподъемностью 25 т при вылете стрелы 10 м и 15 т при вылете стрелы 16 м; высшая отметка крюка 37 м.

Севэнергопроектом был составлен проект организации работ, по которому подъем большого барабана должен был производиться со стороны фронта котла с помощью Г-образного крана и стрелы длиной 8 м, устанавливаемой шар-

нирно на каркасе котла на отметке 25,5 м с правой стороны (рис. 1).

Для обеспечения устойчивости при подъеме барабана каркас котла расчаливался тросом диаметром 21,5 мм и временным подкосом из балки № 30 на правой стенке котла.

Таким образом, все дополнительные сооружения для подъема барабана ограничивались установкой стрелы и подкоса.

Перед подъемом барабана каркас котла был максимально загружен ранее собранными блоками водяного экономайзера, экранов (нижних поясов), воздухоподогревателя, а для придания ему достаточной жесткости была произведена заварка всех узлов каркаса.

Были также установлены и приварены площадки и лестницы, за исключением фронтной стенки котла, что создавало дополнительную жесткость каркаса, колонны же К-1 левая и К-1 правая были связаны по фронту балками БФ-1, БФ-2 и фермой ФФ-1.

Перед подъемом барабанов были установлены на свое место блок потолочного перекрытия с регулятором перегрева и стойки СБ-1, на которые опирались балки БП-2 и БП-3.

Подвески малого барабана поднимались отдельно, устанавливались в специальные отверстия на балках БП-3, закреплялись, и малый барабан, поднятый Г-образным краном с фронта котла, легко и свободно заводился и укладывался в подвески (рис. 2).

Большой барабан подавался в котельную и с помощью Г-образного крана и гидравлического домкрата сгружался на специальную шпальную выкладку, выведенную на высоту платформы.

Затем поочередно, поднимая один конец краном, а другим домкратом и вынимая шпалы, барабан опускали на

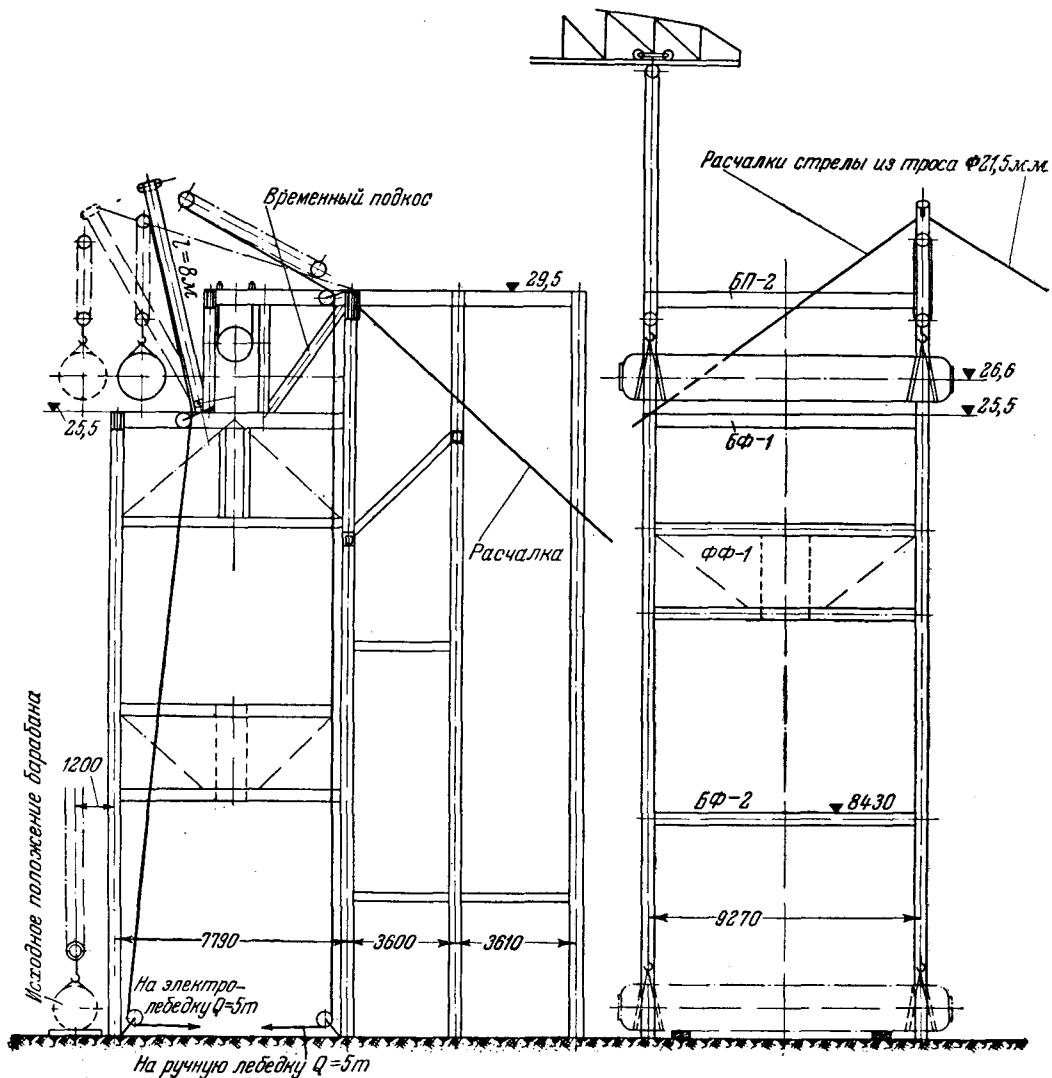


Рис. 1. Такелажная схема подъема большого барабана котла ТП-170-1.

Повышение грузоподъемности мостового крана с 30 до 50 т

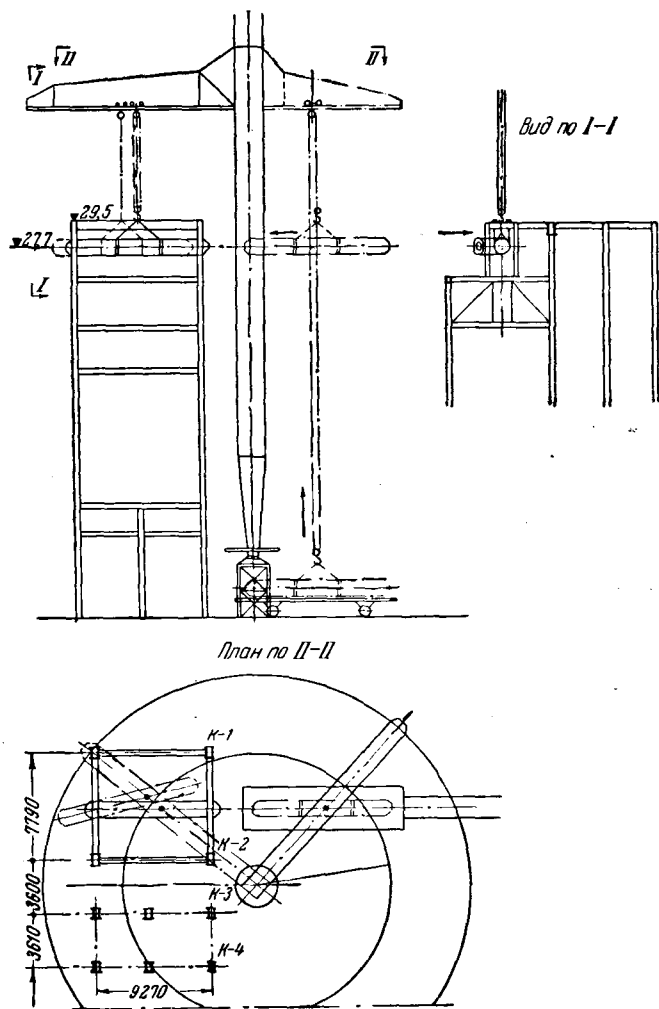


Рис. 2. Такелажная схема подъема малого барабана котла ПП-170-1.

пол. Перемещение его к месту подъема производилось электролебедкой на катках по шпальной выкладке с фронта котла.

Следует отметить, что большой барабан имел, согласно ведомости, утолщенные на 14 мм стенки и соответственно увеличенный вес 45 т вместо 36,6 т по проекту.

Барабан с одного конца поднимался Г-образным краном, и с другого — установленной на каркас стрелой.

При подъеме барабана не была обеспечена синхронность подъема крюков крана и стрелы, так как электролебедка подъема стрелы выбирала трос быстрее. Поэтому для выравнивания положения барабана приходилось одновременно отключать лебедку.

Несмотря на это, подъем барабана был выполнен легко и в короткий срок (примерно за 2 часа), что позволило сразу же приступить к выверке, приварке барабана к опорам и установке перепускных межбарабанных труб.

После подъема барабанов была произведена повторная выверка каркаса котла по отвесам, показавшая незначительное смещение колонн по вертикали (до 8 мм, что было в пределах допустимого).

Для успешного подъема барабана имеет большое значение правильное расположение по отношению к каркасу котла крана и железнодорожных линий.

Выводы

1. Проекты организации работ должны предусматривать подъем барабанов вне каркаса котла, — с фронта.
2. До подъема барабанов каркас котла должен быть максимально загружен.
3. Подъем барабанов с фронта котла позволяет проводить эту серьезную операцию с меньшими затратами времени и намного упрощает сам подъем.

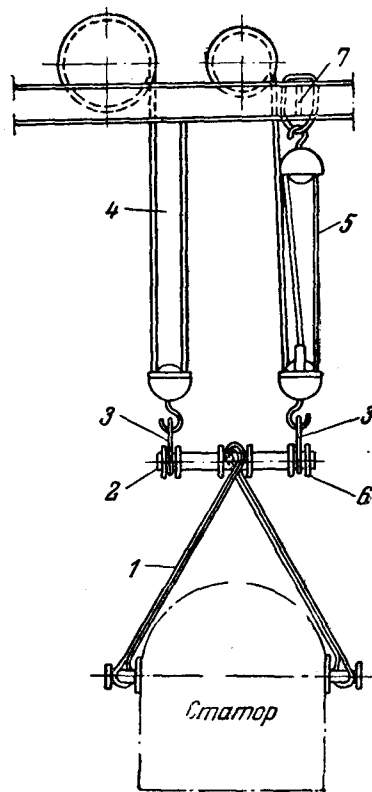
Инж. В. И. Аксенов

При монтаже генератора предстояло поднять его статор весом в 48 т мостовым электрическим краном грузоподъемностью на главном крюке 30 т и на вспомогательном — 10 т. Мост крана представлял собой решетчатую конструкцию пролетом 19,5 м.

Возможность использования крана для предстоящей операции определилась после проверки расчетом его моста, рамы тележки и бегунков при нагрузке в 50 т с учетом коэффициента динамичности 1,2.

Произведенная проверка показала, что напряжения в наиболее нагруженных элементах верхнего и нижнего поясов грузовых ферм моста не превосходят 1300 кг/см². Аналогичная проверка на изгиб элементов рамы тележки показала, что в местах установки осей бегунков напряжения не превышали 1250 кг/см². И, наконец, проверка на смятие бегунков показала 100 кг/см².

Для выполнения подъема автором была предложена схема, показанная на рисунке.



Статор подвешивается посередине при помощи стропа 1 к середине специального балансира 2, концы которого подвешиваются, в свою очередь, стропами 3 к крюкам главного полиспаста 4 и вспомогательного 5.

Назначение балансира — удерживать статор во время подъема в вертикальном положении без перекосов, которые могут возникнуть вследствие разных скоростей главного и вспомогательного крюков.

Балансир изготовили из стальной бесшовной трубы диаметром 219 × 9,5 мм, длиной 1500 мм, по краям и к середине которой приварили прерывистым швом 50/100 надеты на нее три пары колец 6, образовавшие ручки для укладки стропов.

Вспомогательный полиспаст грузоподъемностью 10 т демонтировали с тележки и вместо него подвесили полиспаст грузоподъемностью 25 т в шесть нитей (к двутавровой балке 7, подобранной по расчету и сваренной в раму тележки специально для этой цели).

От вспомогательного полиспаста грузоподъемностью 10 т, состоящего из четырех нитей, из которых две тягловые, механизм подъема подвергался нагрузке, равной

$$\frac{10 \times 2}{4 \times 0,75} \approx 6,7 \text{ т.}$$

При новой схеме от полиспада грузоподъемностью 25 т, состоящего из шести нитей, из которых одна тяговая, тот же механизм подвергается нагрузке, равной $\frac{25}{6 \times 0,75} \approx 5,6 \text{ т}$.

Таким образом, принятая схема подъема позволила без особых затрат времени и средств и без нарушения существующей конструкции крана успешно произвести снятие статора с железнодорожной платформы, доставку его на фундамент и прицепровку.

Инж. И. И. Бендерский

Передвижной штукатурный агрегат

Механизация штукатурных работ за последнее время шагнула далеко вперед, однако агрегата, в котором были бы механизированы все процессы приготовления, транспорта и набрызга раствора, наша промышленность пока не выпускает. Необходимость в таком агрегате, который был бы передвижным, транспортабельным и инвентарным, очевидна.

Задача создания конструкции такого агрегата была поставлена перед коллективом Севэнергопроекта, причем требовалось обеспечение действия его в зимних условиях.

В результате предложения инженеров Лушника, Смородинского, Спивакова и работы группы проектировщиков в творческом содружестве с рабочими и инженерно-техническим коллективом котельно-механического завода треста «Севэнергострой» был запроектирован и изготовлен инвентарный штукатурный агрегат, находящийся в настоящее время в опытной эксплуатации на одной из строительных площадок треста (рис. 1).

При проектировании агрегата в основу принято обеспечение раствором штукатурных работ при максимальной производительности потока в 9—10 м³/смену.

Исходя из указанной производительности агрегата, а также учитывая требования, предъявляемые к передвижному агрегату, для его укомплектования был произведен выбор механизмов из числа серийно выпускаемых нашей промышленностью.

Производительность всех механизмов агрегата увязана с ведущими механизмами — растворомешалкой и растворомасосом.

Особенностью рассматриваемого агрегата является возможность производить с его помощью работы в зимних условиях, что обеспечивается установкой для обогрева котла типа АДУ.

Все оборудование агрегата, за исключением инвентарного отопленного бункера для песка, смонтировано на передвижной двухосной тележке с четырьмя ходовыми колесами на эластичных грузоподъемниках (рис. 2). Передняя ось тележки поворачивается на 360° при помощи переднего поворотного передка. Тяга тележки осуществляется через сцепное дышло.

Для восприятия толчков, возникающих при ускорении движения, служит амортизационная пружина, уменьшающая усилие между тягой автомашины и прицепом.

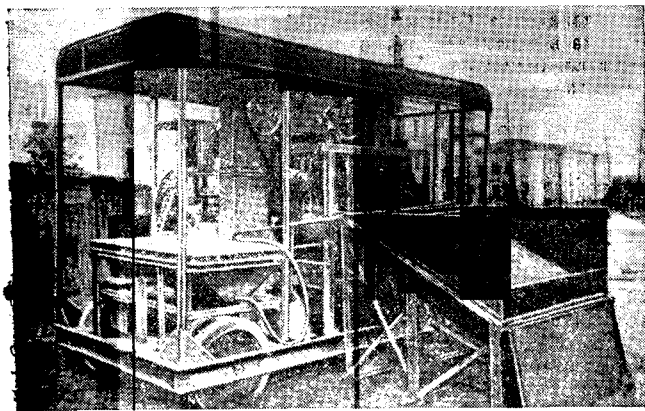


Рис. 1. Внешний вид инвентарного штукатурного агрегата.

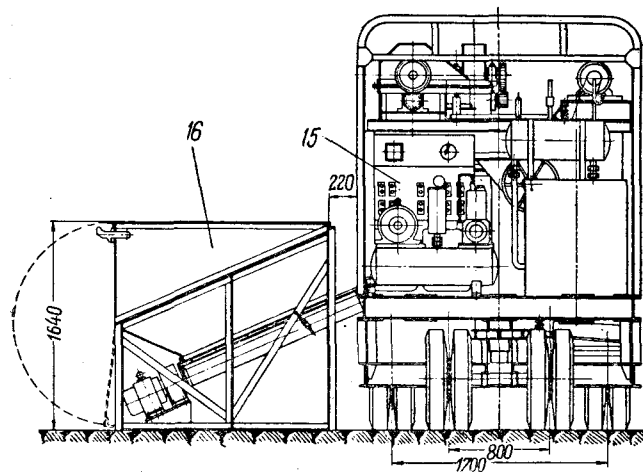
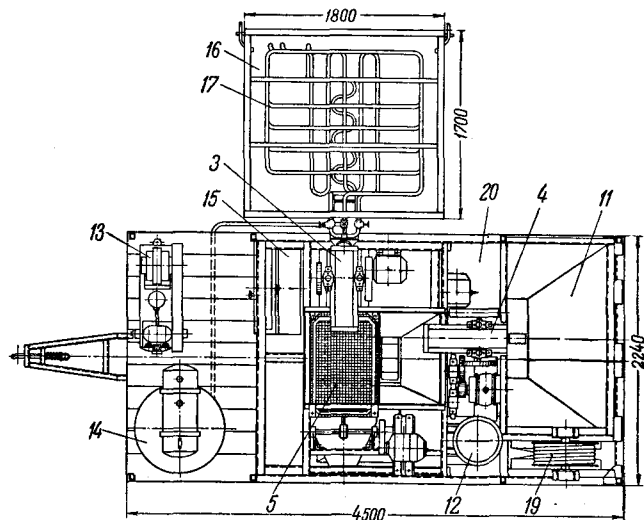
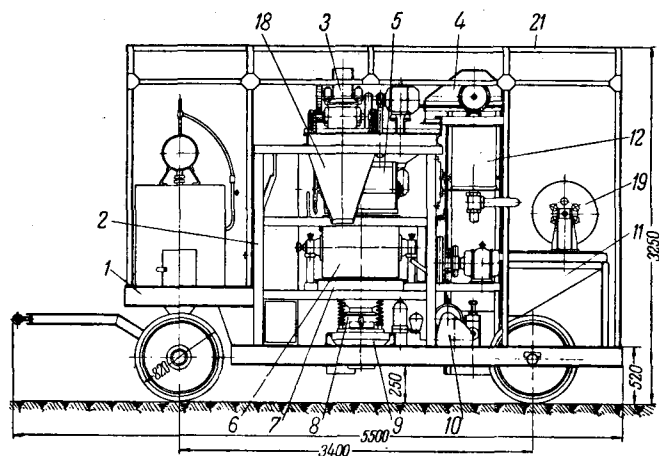


Рис. 2. Инвентарный штукатурный агрегат,

1 — тележка; 2 — несущий каркас; 3 — элеватор для песка производительностью 2 м³/час; 4 — элеватор для извести производительностью 2 м³/час; 5 — бункер для песка и извести с качающимися грохотом и дозатором с отделением для песка 48 л и извести 16 л; 6 — растворомешалка С-50 производительностью 8 м³/смену; 7 — бункер для раствора емкостью 70 л; 8 — вибросито для раствора; 9 — бункер для растворонасоса емкостью 0,5 м³; 10 — растворонасос С-251 производительностью 1 м³/час; 11 — бункер для извести емкостью 0,5 м³; 12 — дозировочный бачок емкостью 70 л; 13 — компрессор О-16 производительностью 25 м³/час; 14 — котел системы АДУ производительностью 100 кг пара в час; 15 — шит управления; 16 — бункер для песка с винтовым шнеком; 17 — змеевики для прогрева песка в бункере; 18 — лоток для спуска крупных частей из грохота; 19 — барабан для кабеля; 20 — насос-мешалка для подачи известкового молока; 21 — каркас для обшивки агрегата.

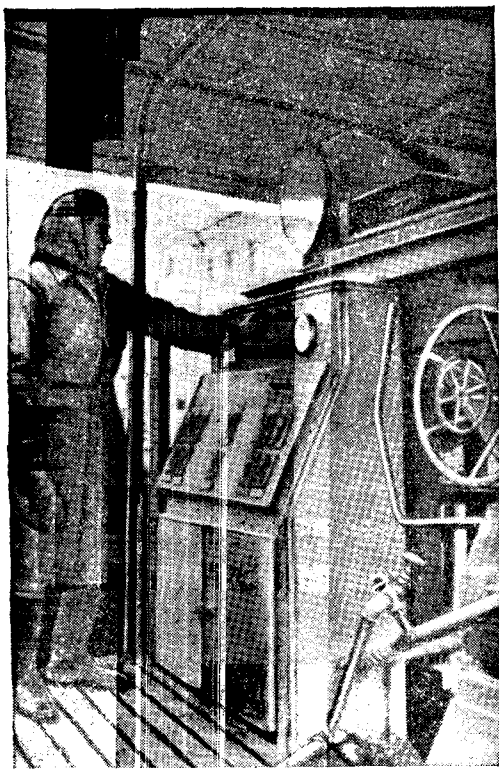


Рис. 3. Магнитная станция.

Агрегат снабжается гибким кабелем длиной 20—25 м для возможности присоединения электродвигателей механизмов тотчас же по прибытии на стройплощадку. Все механизмы агрегата приводятся в действие от индивидуальных электродвигателей.

Исходя из условий работы, выбраны асинхронные короткозамкнутые электродвигатели, защищенные для предохранения обмотки от пыли и влаги.

Агрегат защищен от атмосферных осадков крышей и боковыми съемными щитами, утепленными для работы в зимних условиях шлаковатой (капот).

Основным достоинством агрегата является возможность пуска его тотчас же по прибытии на стройплощадку, так как для этого не требуется устройства каких-либо дополнительных сооружений.

Основные технические характеристики агрегата: производительность 9—10 м³/смену, установленная мощность электродвигателей 12,6 квт, вес 5,9 т

Процесс приготовления раствора, транспортирование его и нанесение на поверхности стен происходит следующим образом.

Песок подвозится автосамосвалом и разгружается прямо в бункер 16, из которого он подается винтовым шнеком в разгрузочную воронку башмака элеватора 3, при помощи которого происходит подъем песка на установленный в верхней части бункера 5 качающийся грохот. Прошедшие через сито грохота частицы песка поступают в бункер 5, а более крупные (отсев) самотеком спускаются по металлическому закрытому лотку 18 вниз.

Верхний бункер 5 разделен перегородкой на две половины: первая — для песка и вторая — для вяжущих (молотая известь). Молотая известь подается элеватором 4, который загружается непосредственно через бункер. Из верхнего бункера песок и известь поступают в дозаторы барабанного типа, откуда поворотом штурвала попадают в растворомешалку периодического действия 6.

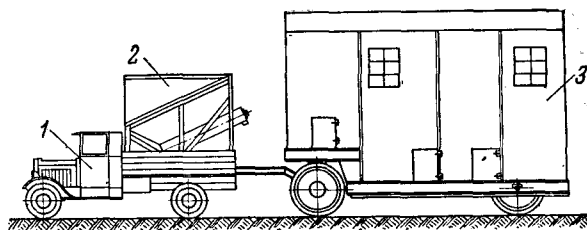


Рис. 4 Агрегат в транспортном положении.

1 — автомашина ЗИС-150; 2 — бункер для песка с винтовым шнеком; 3 — обшивка агрегата.

Из растворомешалки готовый раствор выливается через бункер 7 на вибросито, которое препятствует попаданию крупных комков в бункер растворонасоса 9. Растворонасос 10 производит перекачивание раствора на нужные отметки здания.

Для набрызга штукатурного намета на поверхность стен в целях распыления струи раствора и придания ей ускорения при выходе из форсунки служит сжатый воздух, получаемый от компрессора 13.

При необходимости приготовления раствора из известкового теста оно превращается в бункере 11 в известковое молоко, и насосом-мешалкой 20, установленной над бункером, перекачивается в дозировочный бачок 12.

Подогрев песка в бункере змеевиками 17 и воды в дозировочном бачке осуществляется при помощи пара, протекающего по трубам; парообразователем служит котел системы «АДУ».

Управление электродвигателями механизмов — кнопочное, сконцентрированное в центральном пульте управления 15, установленном на передке тележки, а магнитные пускатели собраны в каркасе щита (магнитная станция), как показано на рис. 3.

Имеется световая и звуковая сигнализация от оператора к пульту управления при необходимости прекращения подачи раствора.

Транспортировка агрегата осуществляется в прицепе с автомашиной ЗИС-5 либо ЗИС-150 (рис. 4). В зависимости от состояния дорог скорость передвижения агрегата 10—12 км/час.

Трудоемкость внутренних штукатурных работ при выполнении их с помощью запроектированного агрегата составляет 56,5 чел-дней на 1000 м² поверхности, а выработка на одного рабочего в смену — 7,75 м² штукатурки

Стоимость 1 м² штукатурки, выполняемой при помощи штукатурного агрегата, по предварительной калькуляции составит при производительности за смену 450 м² 40 коп.

Запроектированный Севэнергопроектом агрегат имеет следующие преимущества по сравнению с механизацией, применяемой на стройках в настоящее время:

1. Увеличение производительности труда и снижение стоимости штукатурных работ.

2. Отсутствие каких-либо дополнительных временных сооружений, связанных с эксплуатацией механизма, а также отсутствие необходимости монтажа и в дальнейшем демонтажа отдельных узлов системы механизации штукатурных работ.

3. Упрощение переброски оборудования на другие стройки.

4. Осуществление в одном агрегате комплексной механизации всех процессов приготовления, транспорта и набрызга раствора.

Проведенные испытания показали, что описываемый опытный агрегат по внесению в некоторые его узлы незначительных конструктивных улучшений может быть пущен в серийное изготовление.

Инж. Э. С. Киссельгоф



ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

Суточный учет себестоимости на электростанции

Правильно организованный учет позволяет повседневно следить за финансовым состоянием хозяйства и сохранностью социалистической собственности и дает возможность оперативно руководить хозяйственной деятельностью предприятия. На электростанциях это можно осуществить путем оперативного суточного учета себестоимости энергии.

Введенный в 1950 г. на Киевской грэс № 2 метод определения суточной себестоимости энергии дал возможность во время находить виновников перерасхода средств и подсказывать цехам пути снижения затрат.

Суточный учет себестоимости энергии является дальнейшим углублением внутрицехового хозрасчета; он вовлекает в работу по учету затрат работников цехов — начальников смен, мастеров, нормировщиков, кладовщиков.

Введение такого учета должно быть хорошо подготовлено, и тогда его осуществление не требует больших затрат времени или дополнительного персонала.

Важнейшими условиями подготовки к введению суточного учета себестоимости энергии являются разработка производственных шифров затрат, составление ценника на материалы и доведение его до цехов, осуществление сальдового метода учета материалов.

В цехах и в бухгалтерии электростанции необходимо закрепить за имеющимися сотрудниками выполнение функций исполнителей по суточному учету себестоимости, подробно проинструктировать весь персонал по проведению этого мероприятия.

В основу планирования суточных затрат и суточной калькуляции себестоимости принят месячный цеховой наряд-заказ.

Затраты на услуги со стороны и на запасные части для текущих ремонтов вносятся в плановую и отчетную суточную калькуляцию только по мере фактического расхода. При этом плановые затраты не должны превышать размера, определенного в месячном наряде-заказе по этим статьям.

Ответственный исполнитель по бухгалтерии передает ответственному цеховому исполнителю данные по затратам на услуги, оказанные этому цеху со стороны, исходя из полученных за прошедший день счетов; плановый отдел сообщает цехам затраты на услуги, оказанные подрядчиками по актам-процентовкам, подписанным за истекшие сутки.

Остальные суточные плановые данные, предусмотренные в наряде-заказе цеха, ежедневно распределяются руководством цеха между отдельными мастерами, начальниками смен и бригадирами отдельных участков до начала отчетного дня.

Мастера, начальники смен и бригадиры отчитываются перед руководством цеха об израсходованных за день материалах, запасных частях, фонде заработной платы путем представления установленного на грэс № 2 отчета по форме № 1 и 1а к 9 час. утра следующего дня.

Ответственный исполнитель по цеху обрабатывает полученные отчетные данные по формам № 1 и 1а и составляет по ним суточный отчет по форме № 3, который направляется к 10 час. утра ответственному исполнителю по суточному учету бухгалтерии и начальнику своего цеха.

Ответственный исполнитель главной бухгалтерии по отчетам, полученным от цехов (по форме № 3) и от эксплуатационного отдела станции (по форме № 2), а также от вспомогательных цехов, составляет суточную калькуляцию себестоимости энергии, которая направляется в 11 час. в плановый отдел электростанции для анализа.

После анализа суточная калькуляция себестоимости энергии в 13 час. представляется директору электростанции и общается районному управлению.

Содержание указанных отчетных форм сводится к следующему.

В форме № 1 даются перечень израсходованных материалов и запасных частей, раздельно на текущий и капи-

тальный ремонт, их количество, цена и стоимость, а также сведения об израсходованном фонде заработной платы на текущий и капитальный ремонты.

В форме № 1а даются перечень израсходованных за день вспомогательных материалов, их количество, цена и стоимость.

В форме № 2 эксплуатационного отдела даются данные о выработке электроэнергии, отпуске ее в сеть, отпуске теплоты, количестве поданного в котельную топлива по видам и сортам, расходе условного топлива, выработке пара, расходе электроэнергии на производственные нужды.

В форме № 3 дается плановая и отчетная калькуляция себестоимости энергии по цеху за истекшие сутки и с начала месяца по элементам затрат.

Киевская грэс № 2 достигла к концу 1950 г. полного совпадения месячных отчетных данных бухгалтерского учета с данными суточного учета по статьям «Вспомогательные материалы», «Основная и дополнительная зарплата», «Услуги со стороны» и «Услуги своих вспомогательных цехов».

Опыт осуществления суточного учета себестоимости энергии создал возможность для разработки нормативов расхода материалов, для повышения качества смет на ремонтные работы, повышения срока годности инструмента, снижения затрат на отопление, освещение, на покупную воду, снижения потерь и порчи материалов на складе и в кладовых.

Это нашло свое отражение в систематическом снижении эксплуатационных затрат (так называемых постоянных затрат) и характеризуется следующими отчетными данными о размере постоянных затрат на 1 тыс. квт рабочей мощности в I квартале 1950 г. 36,4 тыс. руб. и в I квартале 1951 г. 31,2 тыс. руб.

Инж. К. П. Шевченко

Схема питания котлов при работе без водосмотров

На большинстве электростанций котельные агрегаты оборудованы автоматами питания. Вместе с тем обычно сохранен и штат водосмотров, наблюдающий за питанием котлов.

Сохранение, частично или полностью, штата водосмотров при наличии работающей автоматки питания понижает надежность работы котельной и повышает эксплуатационные расходы. В самом деле, при работе автоматических регуляторов питания иногда ослабляется бдительность водосмотров и снижается тщательность их наблюдения за уровнем воды в барабане, расходом воды и давлением в питательной магистрали и котле. При обслуживании одним водосмотром нескольких котлов в нужный момент, т. е. при отказе автоматического питания или при неустоявшемся режиме, с которым автомат не может справиться, вмешательство водосмотра в регулирование питания котла может запоздать (например, когда водосмотр находится у других котлов).

Причиной оставления постов водосмотров при наличии автоматки питания обычно является необходимость быстрого вмешательства в систему регулирования питания котла с переводом на ручное питание в ряде случаев, как, например:

- 1) выход из строя электродвигателя редуктора питательного клапана или компрессора в пневматических системах, сервомотора или масляного насоса в системах с масляным сервомотором и т. д.;
- 2) выход из строя реверсивного магнитного пускателя в системах электромеханического привода питательного клапана (случается довольно часто);

3) всякого рода заедания в питательном клапане или механической части привода (тросики, редуктор, рычаги, ролики и т. д.);

4) снятие напряжения (перегорание предохранителя). в цепях, питающих электрический привод питательного клапана, разрыв воздушной или масляной линии при воздушном или масляном сервомоторе питательного клапана;

5) неустановившиеся режимы котлоагрегатов (растопка, остановка, неустойчивое горение, разрыв кипячительной трубы и посадка давления в питательном трубопроводе и т. д.), иногда также требующие перевода котла на ручное питание.

В подобных случаях во избежание аварии необходим быстрый перевод котла на ручное питание на время ликвидации неполадки. Вместе с тем вмешательство в систему регулирования питания котла требует квалифицированной и быстрой оценки создавшегося режима, что для водосмотра затруднительно как с точки зрения его квалификации, так и с точки зрения оснащения его рабочего места приборами.

В существующих схемах питания котлов узел питания с ручным и автоматическим клапанами располагается на отметке верхнего барабана котла.

При отсутствии водосмотров и размещении узла питания котла на отметке верхнего барабана создаются условия, при которых машинист котла не может своим вмешательством в питание предотвратить надвигающуюся аварию.

Учитывая изложенное для возможности работы без водосмотров на одной из теплоэлектроцентралей, была разработана и внедрена схема сниженного питания котлов, что и позволило полностью отказаться от водосмотров, без которых электростанция работает уже в течение трех лет.

Изменение схемы питания котлов заключается в реконструкции питательных трубопроводов (рис. 1) с выносом узла питания с автоматическим и ручным питательными клапанами на фронт и на отметку машиниста котла (рис. 2).

На схеме питания котла (см. рис. 1) видны запорные задвижки 3, автоматический питательный клапан 4 и ручной питательный клапан 5, при помощи которого машинист котла может управлять питанием котла вручную.

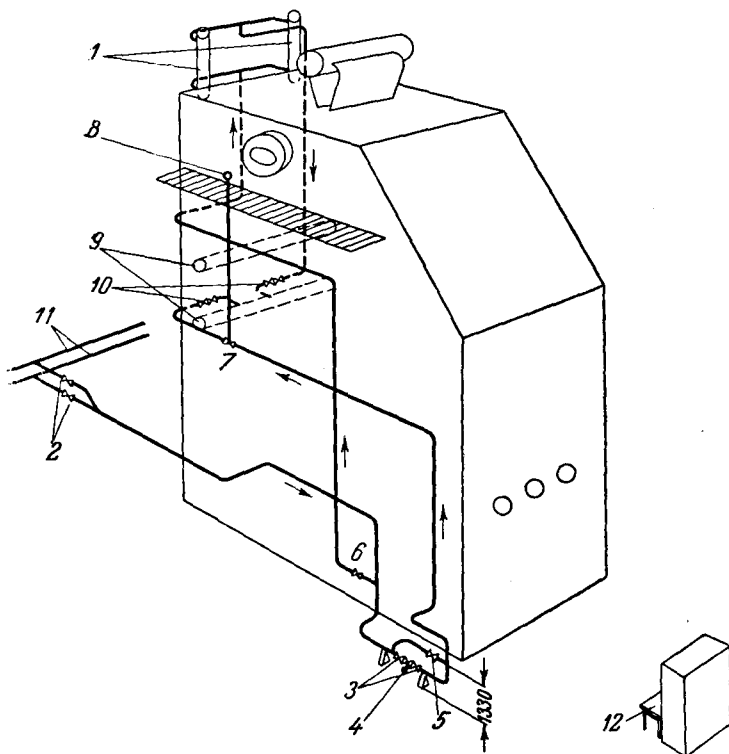


Рис. 1. Схема питания котла после реконструкции.

1 — парохладитель; 2 — отключающие задвижки; 3 — запорные клапаны; 4 — клапан автомата; 5 — клапан ручного управления питанием с отметки машиниста котла; 6 — клапан на линии подачи воды в парохладитель; 7 — клапан для ручного управления питанием с поста водосмотра; 8 — маховичок клапана 7 на отметке водосмотра; 9 — коллекторы водяного вкномайзера; 10 — питательные и обратные клапаны; 11 — питательные линии; 12 — щит и стол машиниста котла.

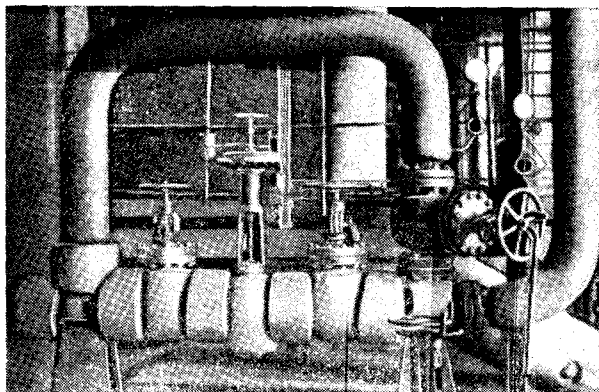


Рис. 2. Расположение узла питания на фронте котла и на отметке машиниста котла.

Расположение питательного узла позволяет машинисту видеть нагрузку котла. Питательный узел оборудован указывающим и регистрирующим уровнемерами, подключенными к обеим сторонам барабана котла, а также манометрами, указывающими давление воды в питательной магистрали (с крупной шкалой), за питательным клапаном и давление в барабане.

Одновременно все котлы оборудованы звуковой и световой сигнализацией уровня воды в барабанах.

В течение трех лет работы без водосмотров электростанция не имеет аварии из-за нарушений питания котлов, несмотря на большое количество неполадок в системе автоматического питания.

Инж. Е. Ю. Масловский и инж. К. В. Солнцев

ОТ РЕДАКЦИИ

Опыт тэц, длительно и успешно эксплуатирующей котлы без водосмотров, представляет большой интерес. Вместе с тем соображение о том, что перенос питательного узла на отметку машиниста котла является неперенным условием упразднения поста водосмотра, является спорным. Повидимому, достаточно иметь дистанционное управление питанием с поста машиниста котла.

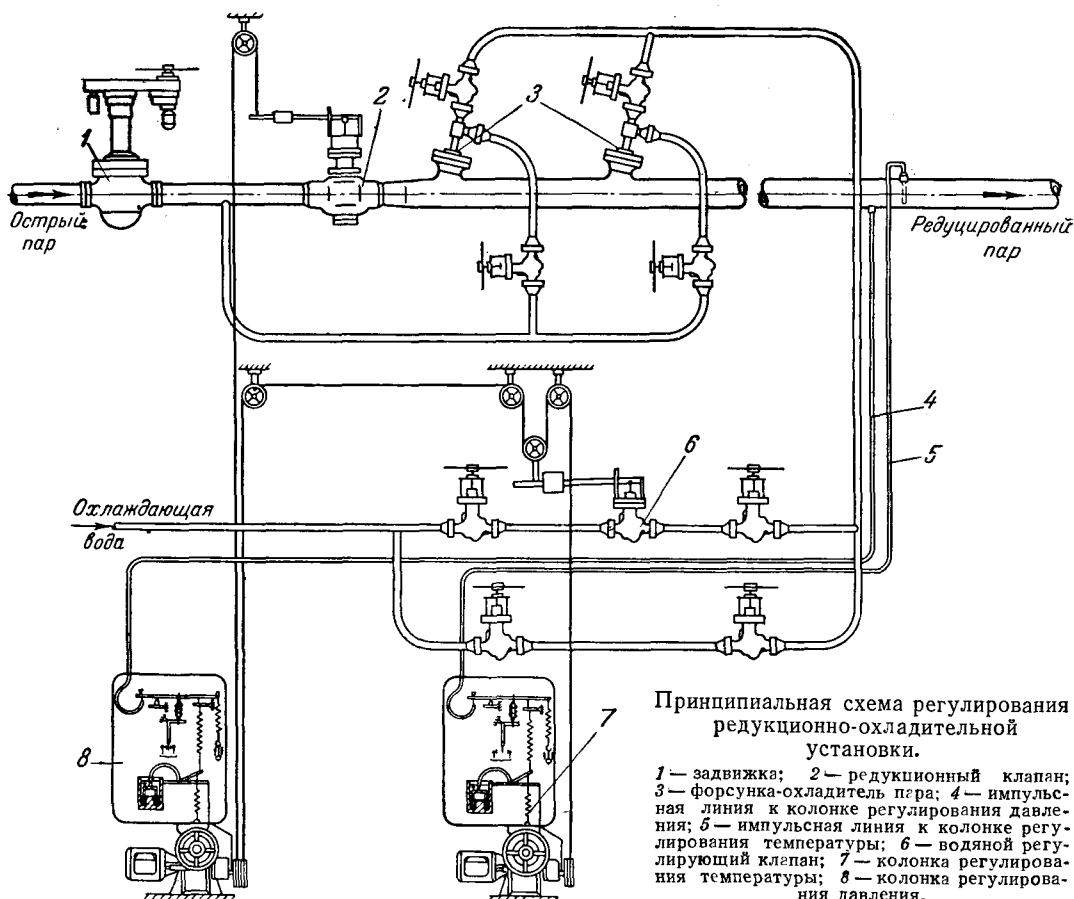
Редакция обращается к читателям с просьбой осветить на страницах журнала свой опыт работы без водосмотров или с сокращенным числом их и высказать свои соображения по данному вопросу.

Изменение схемы регулирования редукционно-охлаждающей установки

Главной особенностью схемы автоматического регулирования редукционно-охлаждающих установок низкого давления производства Барнаульского завода¹, позволяющей рассматривать ее как связанную, является то, что колонка регулирования температуры — двухимпульсная, реагирует как на изменение регулируемой температуры (при помощи трубки Бурдона с термосистемой), так и на изменение открытия редукционного клапана (при помощи импульсной пружины, связанной тросовой передачей с выходным валом колонки регулирования давления — КРД).

Принципиальное преимущество связанной схемы регулирования в этом случае заключается в том, что при отклонении давления редуцированного пара оно восстанавливается системой регулирования за счет одновременного изменения подачи острого пара и охлаждающей воды. При этом в идеальном случае, т. е. при постоянстве параметров острого пара и перепада давлений на водяном регулирующем клапане, а также если характеристики регулирующих органов на воде и паре линейны, подача охлаждающей воды будет изменяться в соответствии с подачей острого

¹ З. Я. Бейраx. Автоматизация редукционно-охлаждающих установок, "Электрические станции", 1950, № 9, стр. 20, рис. 3.



Принципиальная схема регулирования редуциционно-охладительной установки.

- 1 — задвижка; 2 — редуциционный клапан; 3 — форсунка-охладитель пара; 4 — импульсная линия к колонке регулирования давления; 5 — импульсная линия к колонке регулирующей температуры; 6 — водяной регулирующий клапан; 7 — колонка регулирования температуры; 8 — колонка регулирования давления.

пара, так что температура редуцированного пара останется постоянной. Импульс по температуре необходим вследствие неизбежных отклонений от указанных идеальных условий.

Двухимпульсная колонка регулирования температуры выполнена по необходимости с жестким выключателем. Поэтому температура поддерживается ею с остаточной неравномерностью, которая при прочих равных условиях тем больше, чем больше отклонения параметров острого пара и охлаждающей воды, а также чем больше отклонение характеристик регулирующих органов редуциционно-охладительной установки от линейности.

Перечисленные обстоятельства, снижающие качество регулирования, вынудили переделать эту схему.

Применявшееся ранее сочленение исполнительных механизмов и регулирующих органов при помощи штанг с проушинами было заменено тросовым сочленением. Это позволило конструктивно просто осуществить воздействие регулятора давления на водяной регулирующий клапан непосредственно, а не через колонку регулирования температуры при помощи импульсной пружины².

В настоящее время оборудование автоматики для редуциционно-охладительной установки независимо от параметров пара поставляется Венюковским арматурным заводом в соответствии с новой схемой.

Как видно из рисунка, в этой схеме оба регулятора одноимпульсные, изодромные. Схема имеет особые преимущества, когда с помощью редуциционно-охладительной установки соединены паровые магистрали высокого и низкого давления, а котлы блока низкого давления оборудованы авторегулированием. В этом случае регулирование давления в паровых магистралях на стороне редуцированного пара целесообразно осуществлять регулированием котлов блока низкого давления.

Редуциционный клапан при этом управляется не автоматическим регулятором давления редуциционно-охладительной установки, а дистанционно. Тогда расход пара через редуциционно-охладительную установку будет определяться практически только заданным положением клапана и может сохраняться постоянным.

² В связи с применением тросов регулирующие клапаны должны теперь снабжаться грузами, обеспечивающими постоянное натяжение тросовой передачи.

Регулирование температуры осуществляется изодромным регулятором, практически без ранее имевшей место остаточной неравномерности.

Канд. техн. наук З. Я. Бейрах

Новая конструкция уплотнения подшипника эксгаустера

Эксгаустр-вентилятор консольного типа с односторонним всасом транспортирует пылевоздушную смесь в горелки котлов с индивидуальной схемой пылеприготовления. Вследствие его конструктивных особенностей с тыльной стороны рабочего колеса при некоторых режимах создается повышенное давление смеси, и, несмотря на войлочное уплотнение вала в кожухе эксгаустера, угольная пыль по валу попадает в подшипник. Особенно сильное пыление по валу эксгаустера наблюдается при растопке котла.

Обычное уплотнение корпусов подшипников качения войлочными кольцами не защищает их от проникновения пыли.

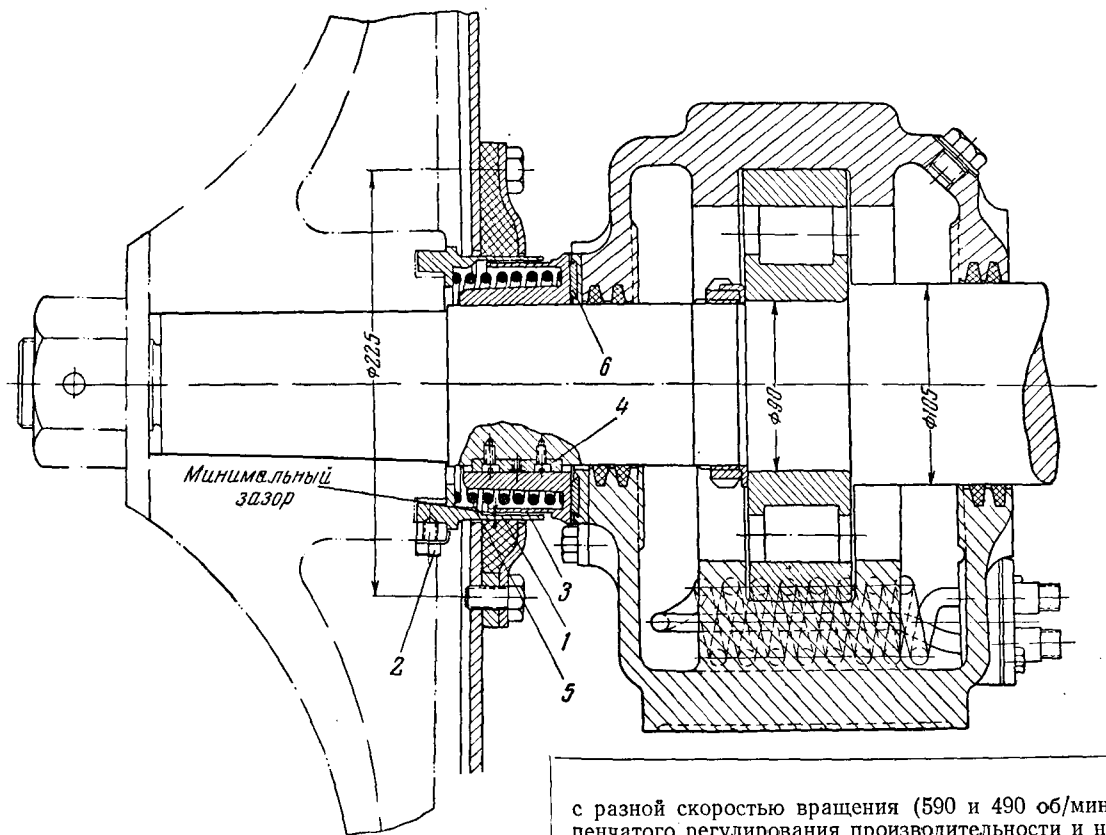
При консистентной смазке шарико-роликподшипников пыль, смешиваясь с маслом, создает густую абразивную пасту, сильно изнашивающую подшипники.

В особенно плохих условиях находится передний подшипник, расположенный у самого кожуха эксгаустера.

Автором была предложена конструкция пружинного уплотнения подшипника с трущейся графитовой поверхностью (см. рисунок), которая исключила проникновение угольной пыли в корпус подшипника и обеспечила чистоту масла в нем.

Наряду с этим подшипники эксгаустера были переведены на жидкую смазку с охлаждением масла циркулирующей в змеевиках холодной водой.

Уплотнение состоит из стакана 1, крепящегося к ступице рабочего колеса 2, и стакана 3, укрепленного на валу эксгаустера на подвижной шпонке 4. Между стаканами вставлена мягкая пружина 5, которая прижимает стакан 3 своим торцом к графитным сегментам уплотнительного кольца 6, укрепленного болтами к торцу корпуса подшипника.



Проход стакана 1 через заднюю стенку кожуха эксгаустера уплотняется войлочным кольцом.

Хорошие качества данной конструкции подтверждены опытом эксплуатации в течение нескольких лет. При ревизиях подшипников масло всегда оказывается чистым, проникновения пыли внутрь корпусов не обнаруживается. Срок службы подшипников значительно увеличивается.

Такая реконструкция подшипников эксгаустеров заслуживает внимания электростанций, а также завода «Экономайзер», изготовляющего эксгаустеры.

Инж. М. Я. Литинский

Рационализация системы пылеприготовления

Трехбарabanные котлоагрегаты паропроизводительностью 120/150 т/час, работающие на АШ, оборудованы каждый двумя системами пылеприготовления без промежуточных бункеров пыли. На фронтальной стене топочной камеры установлены в один ряд четыре турбулентных горелки ВТИ/ТКЗ, аэросмесь к которым подается двумя мельничными вентиляторами (рис. 1).

Дымососная установка состоит из одного дымососа, на одном валу с которым установлены два электродвигателя

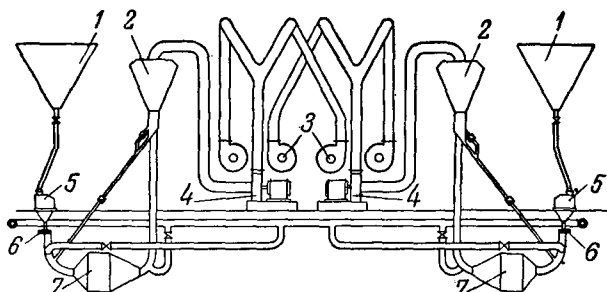


Рис. 1. Схема пылеприготовления I очереди.

1 — железобетонный бункер сырого угля емкостью 120 т; 2 — сепаратор диаметром 2230 мм; 3 — турбулентные горелки производительностью 4,5 т/час; 4 — эксгаустер производительностью 18 тыс. м³/час; 5 — весы; 6 — питатель сырого угля; 7 — мельница производительностью 10 т/час.

с разной скоростью вращения (590 и 490 об/мин) для ступенчатого регулирования производительности и напора. При работе одного электродвигателя ротор второго вращается вхолостую.

В период работы грэс с переменной нагрузкой для снижения производительности пылесистемы на одном или нескольких котлоагрегатах останавливались. При этом в работе оставались только две горелки, аэропыль к которым подавалась мельничным вентилятором от работавшей мельницы.

Снижение нагрузки котлов без остановки пылесистем потребовало бы больше времени и перерасхода электроэнергии на пылеприготовление.

Снижение нагрузки одного из агрегатов до нуля с подвешиванием мазутом также себя не оправдало, так как быстрые сбросы и подъемы нагрузки снижали надежность и экономичность работы.

Паропроизводительность котлоагрегата, работающего на одной пылесистеме, составляла 75—80 т/час. При такой нагрузке резко снижалась устойчивость процесса горения (в особенности при неудовлетворительном состоянии зажигательных поясов) и возрастала потеря тепла с механическим недожогом.

Температура перегретого пара при этом падала, что вызывало необходимость в повышении перегрева пара на соседних котлах. Это снижало надежность работы пароперегревателей и турбин.

Частые колебания нагрузок котлов, вызывавшиеся пусками и остановками пылесистем, приводили к сокращению срока службы зажигательных поясов и резким колебаниям уровня воды в барабанах.

По предложению авторов в 1951 г. пылепроводы сепаратор — мельничный вентилятор пылесистем смежных котлов¹ были соединены перемычками. Такими перемычками были соединены пылесистемы 2-Б и 3-А (котлов № 2 и 3), 3-Б, 4-А и т. д. Это позволило при снижении нагрузки котельной работать тремя мельницами на два котла. При остановке в резерв мельницы 2-Б аэросмесь из мельницы 3-А транспортируется мельничными вентиляторами в топку котлов № 2 и 3 (рис. 2).

Данная схема имеет следующие преимущества:

1. Обеспечивается плавное регулирование производительности котельной.

2. На котлах, работающих с перемычкой, нагрузка составляет 110—115 т/час, что является наиболее экономич-

¹ Аналогичные перемычки в пылесистемах без промежуточных бункеров установлены и работают и на других электростанциях. Р е д.

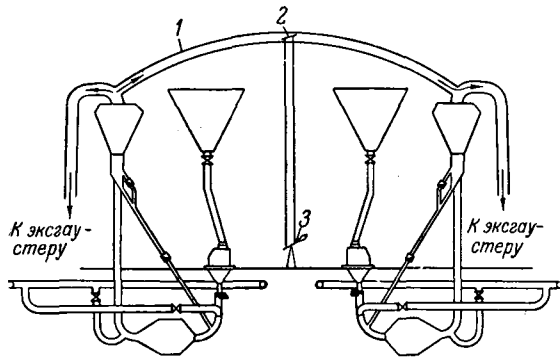


Рис. 2. Установка перемычек между пылесистемами смежных котлов.

1 — перемычка; 2 — шибер; 3 — дистанционный привод к шиберу.

ной для данного типа котлов. Процесс горения идет устойчиво даже при повышенном избытке воздуха.

3. Достигается экономия электроэнергии, так как необходимая тяга при нагрузке 110—115 т/час обеспечивается работой дымососа с малой скоростью вращения.

4. Поддерживаются нормальные избытки воздуха $\alpha_m = 1,15-1,2$, и снижения температуры перегретого пара не происходит.

В настоящее время остановку мельниц с использованием перемычки производят не только для регулирования производительности котельной, но и с целью экономии электроэнергии на собственные нужды при наличии в котельной резерва паровой мощности в 40—50 т/час, а также для профилактических ремонтов мельниц.

Инж. В. Д. Кригмонт и инж. А. И. Сухов

Повреждение переключателя ответвлений трансформатора

Трансформатор фирмы АСЕС типа TV 5553, 40 тыс. кВА, $150 \pm 2 \times 2,5\% / 11 \text{ кВ}$ выпуска 1948 г. после монтажа проработал под нагрузкой 26 час. и был отключен газовой защитой. При осмотре в газовом реле обнаружен бесцветный горючий газ.

Сопротивление изоляции обмоток трансформатора, измеренное мегомметром на 2500 в, было равно:

- между обмоткой 154 кВ и корпусом — ∞
- обмоткой 11 кВ и корпусом — 2500 мгом;
- обмотками 154 кВ и 11 кВ — ∞

Проверка мегомметром целостности цепей обмотки 154 кВ при рабочем положении переключателей ответвлений (III положение, рис. 1) показала на фазе В сопротивление порядка 100 тыс. ом при целостности цепи фаз А и С. После перевода переключателей ответвлений во II положение цепи обмоток 154 кВ всех трех фаз были в порядке. При попытке перевести переключатели в I положение переключатель В в это положение не доходил, и проверить наличие цепи не удалось. После обратной перестановки переключателя в рабочее положение III измерение мегомметром показало наличие цепи на всех фазах обмотки 154 кВ. При перестановке переключателей ответвлений в IV и V положения цепи обмотки 154 кВ на всех фазах были в порядке.

Произведенные измерения омических сопротивлений обмоток и коэффициентов трансформации соответствовали данным измерений этих величин перед вводом трансформатора в эксплуатацию.

При испытании трансформатора номинальным током в режиме трехфазного короткого замыкания и подъемом напряжения с нуля до номинального никаких дефектов обнаружено не было.

При вскрытии трансформатора с разборкой переключателя В фазы В было обнаружено оплавление всех восьми ламелей (рис. 2) подвижного контакта в месте соприкосновения с неподвижным кольцевым контактом ответвления II (рис. 1).

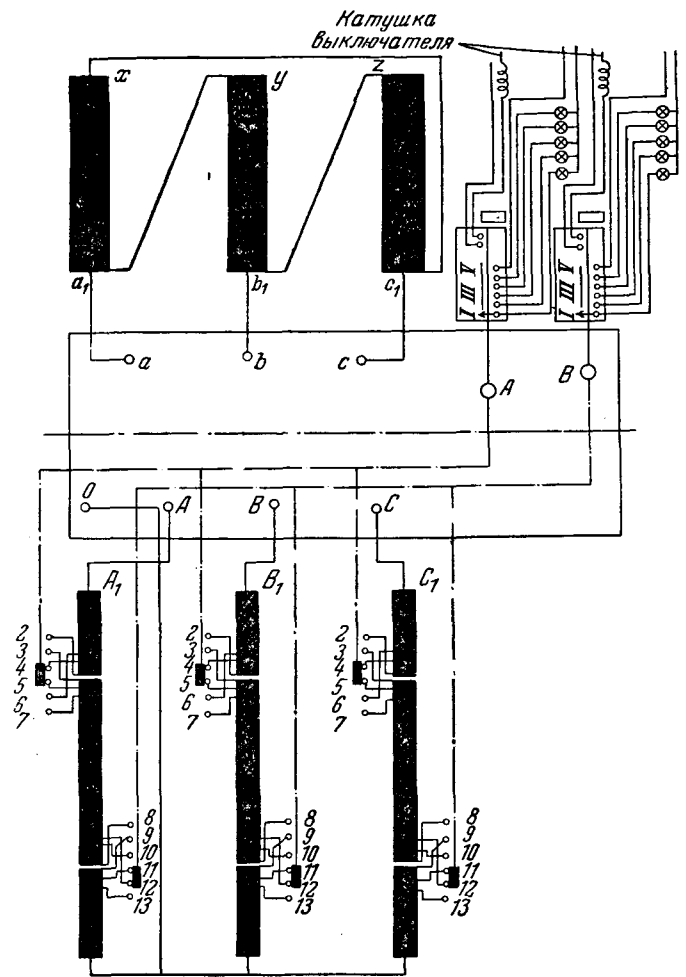


Рис. 1. Схема соединений обмоток силового трансформатора АСЕС 40 тыс. кВА, $150 \pm 2 \times 2,5\% / 11 \text{ кВ}$.

Кольцевой неподвижный контакт ответвления II имел оплавление по всей внутренней поверхности кольца и обгар его изоляции. Повреждение трансформатора произошло вследствие ненадежной конструкции переключателя ответвлений.

Подвижные контакты переключателя не имеют строго фиксированного положения по отношению к неподвижным

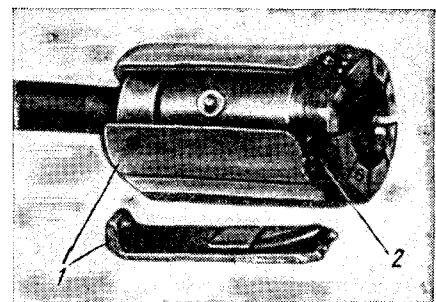


Рис. 2. Поврежденный подвижной контакт переключателя ответвлений В на фазе В со снятой наиболее оплавленной ламелью.

1 — ламель; 2 — место оплавления.

контактам и при переключении могут занять смещенное от нормального положение, не давая достаточного контакта. Кроме того, размер подвижного контакта явно недостаточен.

Между ламелями подвижного контакта и кольцевыми неподвижными контактами имеются зазоры, вследствие чего при нормальном включенном положении между ними нет достаточного соприкосновения.

Выводы

1. При приемке силовых трансформаторов поставок иностранных фирм следует проводить механические и тепловые испытания переключателей ответвлений.

2. Переключатели ответвлений силовых трансформаторов поставки фирмы АСЕС необходимо реконструировать с целью повышения их надежности или заменить переключателями более совершенного типа.

До реконструкции или замены переключателей за ними должен быть установлен в эксплуатации строгий контроль, особенно при переключении ответвлений.

Инж. В. И. Чернышев

Синхронизационное устройство с постоянным углом опережения

На электростанции в течение полутора лет эксплуатируется синхронизационное устройство с постоянным углом опережения, предложенное автором и используемое в качестве блокировки от неправильной синхронизации.

Устройство (рис. 1) состоит из двух реле серии ЭН: 1) минимального напряжения $1ЭН$ с коэффициентом возврата порядка 0,95 и временем замыкания контактов Δt и 2) максимального напряжения $2ЭН$ с коэффициентом возврата порядка 0,3, мгновенно размыкающего свои контакты.

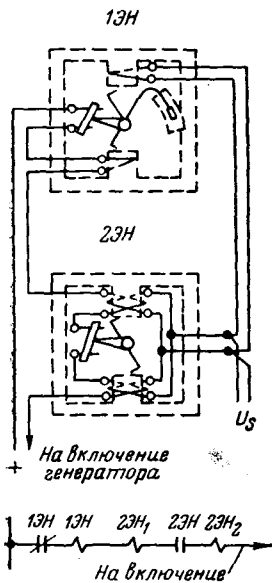


Рис. 1.

Для надежного включения выключателя реле $1ЭН$ и $2ЭН$ снабжены дополнительными обмотками постоянного тока, включенными последовательно с контактами реле. Оперативный ток включения, протекая по этим обмоткам, создает самоудерживание обоих реле до момента размыкания блокконтактов выключателя.

* Несрабатывание устройства на восходящей части кривой U_c достигается резким различием коэффициентов возврата реле $1ЭН$ и $2ЭН$. При возрастании напряжения U_c до величины U'_1 напряжения возврата реле $1ЭН$ последнее размыкает свои контакты и только после этого, при дальнейшем возрастании напряжения U_c до величины U'_2 , реле $2ЭН$ замыкает свои контакты.

Реле $1ЭН$ имеет механическое замедляющее приспособление, создающее выдержку времени $\Delta t = 0,2$ сек. на замыкание контактов; обмотка переменного напряжения имеет 8 000–9 000 витков медного провода ПЭ диаметром 0,13 мм. Коэффициент возврата близок к единице.

¹ Самоудерживание реле $1ЭН$ является излишним, и это реле не нуждается в дополнительной обмотке. Ред.

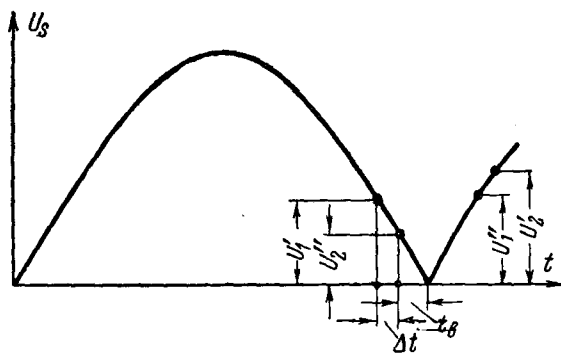


Рис. 2.

Реле $2ЭН$ выполнено в двух вариантах. Обмотки переменного тока в первом варианте включены последовательно, во втором варианте — параллельно; коэффициент возврата реле порядка 0,3. Требуемый коэффициент возврата достигается в первом варианте дополнительной парой нормально-замкнутых контактов, шунтирующих часть витков обмотки переменного напряжения, а во втором варианте — большим ходом якоря и отсутствием противодействующего момента пружины.

Первый вариант позволяет регулировать коэффициент возврата изменением как доли шунтируемых витков, так и тяжения пружины. Второй вариант является несколько более надежным вследствие отсутствия дополнительных контактов.

Реле $2ЭН$ по первому варианту имеет обмотку переменного тока с 2 500 витками ($R = 109$ ом) медного провода ПЭ диаметром 0,25 мм и с 200 витками ($R = 117$ ом) константанового провода диаметром 0,3 мм, последовательно с обмоткой включено добавочное сопротивление 700 ом. Дополнительные контакты шунтируют 2 500 витков. Обмотки постоянного тока имеют 100 витков медного провода ПЭ диаметром 0,8 мм. Напряжение срабатывания реле $U'_2 = 160$ в; напряжение возврата $U'_1 = 12$ в. Расчет на время включения выключателя $t_s = 0,25$ сек.

Реле $2ЭН$ по второму варианту имеет две обмотки переменного тока по 7 500–8 000 витков каждая, намотанных медным проводом ПЭ диаметром 0,13 мм. Каждая из двух обмоток постоянного тока имеет по 25 витков медного провода диаметром 0,8 мм. Напряжение срабатывания $U'_2 = 39$ в; напряжение возврата $U'_1 = 13$ в ($t_s = 0,25$ сек.).

Описанное устройство может использоваться как синхронизатор с постоянным углом опережения в схемах автоматической точной синхронизации.

Инж. М. М. Гинзбург

ОТ РЕДАКЦИИ

Неудобством описываемого синхронизатора является затруднительность выбора обмоточных данных реле $2ЭН$, пригодных для широкого диапазона времен включения выключателей и допускаемых скольжений.

Повреждение изоляции отводов мощного трансформатора

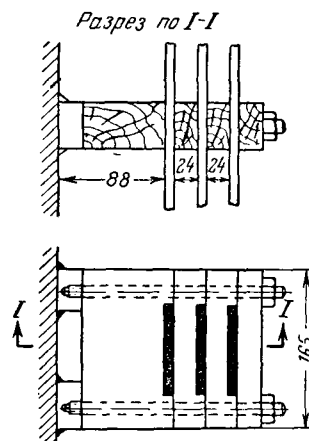
В технической литературе уже отмечалась повышенная аварийность импортных трансформаторов по сравнению с трансформаторами Московского трансформаторного завода¹. Наряду со случаями низкого качества исполнения импортных трансформаторов весьма часто встречаются ошибки чисто конструктивного характера.

В этом отношении показательно повреждение трехфазного трансформатора фирмы Alsthom мощностью

¹ В. С. Кондачан, Повреждения силовых трансформаторов, «Электрические станции», 1950, № 1.

55 тыс. кв, 110 кв, вызванное дефектным исполнением изоляции отводов обмотки 6 кв.

В целях снижения габарита по высоте трансформатор выполнен пятистержневым, и на боковой стороне свободного крайнего сердечника закреплены отводы обмотки 6 кв. Изоляция между отводами и на «землю» в местах креплений выполнена из дерева шириной соответственно 24 и 88 мм; в вырезках деревянных прокладок пропущены медные полосы отводов (рисунок).



Как известно, Московский трансформаторный завод в своих конструкциях применяет и рекомендует в подобных случаях использования дерева изолировать отводы в местах креплений даже при сравнительно низких напряжениях², так как электрические характеристики дерева весьма непостоянны и зависят от направления волокна, качества и сорта дерева и, в особенности, от степени его сухости. Сопротивление поперек волокон значительно больше, чем вдоль волокон; так, например, для серого бука — более чем в 5 раз, а для березы — еще более, в 20 раз.

Сухое дерево обладает большой электрической прочностью (до 50 кв/см поперек волокон), однако его влажность может резко изменяться даже при нахождении в трансформаторном масле. Кроме этого, причиной снижения изолирующих свойств дерева может явиться загрязнение горизонтально расположенных плоскостей отложениями шлама.

Эти обстоятельства не были учтены фирмой, и в результате допущенного чисто конструктивного дефекта произошло короткое замыкание внутри трансформатора из-за перекрытия между отводами и на «землю» по поверхности деревянных прокладок.

При восстановительном ремонте фирменный дефект был устранен путем наложения на отводы в местах их креплений изоляции из электрокартона до толщины 5 мм на сторону с таким расчетом, чтобы накладываемая изоляция выступала за деревянные детали.

В целях большей омываемости маслом горизонтальных плоскостей деревянных прокладок последние в верхней своей части были срезаны на конус. Для повышения надежности от динамических усилий при сквозных коротких замыканиях одновременно был уменьшен и шаг между креплениями отводов вторичного напряжения.

После выполнения указанных ремонтных работ трансформатор был подвергнут сушке методом потерь в кожухе, а затем введен в эксплуатацию.

В заключение следует обратить внимание на необходимость тщательной проверки импортных трансформаторов на соответствие их нормам и допускам, принятым в трансформаторах Московского трансформаторного завода. При такой проверке можно заблаговременно выявить и устранить дефекты в исполнении, что должно предотвратить аварийные повреждения, подобные приведенному.

Инж. Т. П. Мусатов и инж. Г. Ш. Юровский

² А. В. К о р ц и к и й, Конструирование трансформаторов, ОНТИ, 1936.

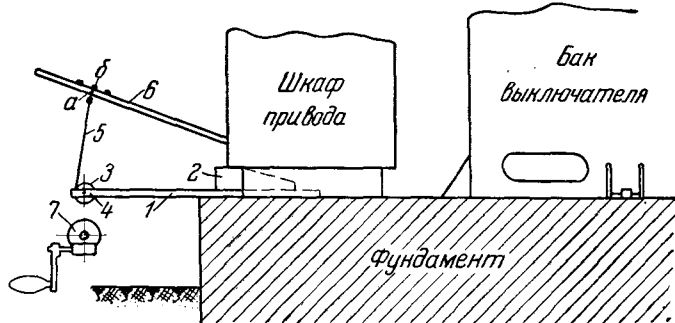
Лебедка для ручного включения привода ПВС-150

На подстанциях энергосистем имеется значительное количество выключателей 110 и 35 кв с приводами ПВС-150 выпуска довоенных лет. Для ручного включения таких приводов требуется большое усилие.

При капитальных ремонтах выключателей во время проверки механизма движения, монтажа камер, регулировки подвижной части и контактной системы требуется, чтобы привод и вся подвижная часть выключателя могли

находиться в обоих крайних и во многих промежуточных положениях. Ручное включение или удержание подвижной части в промежуточном положении может осуществляться лишь двумя рабочими.

В Ярославской электросети, по предложению автора, разработана и внедрена лебедка, с помощью которой достигается облегчение труда, улучшение условий для ремонта



выключателей и высвобождение двух монтеров от пассивной работы.

Лебедка (см. рисунок) состоит из следующих частей:

- 1) рамки 1 из двух швеллеров № 5 (уголков № 6) с просветом 45 мм;
- 2) деревянного клина 2 для укрепления рамки под приводом, сверху оббитого полосой из листовой 3-мм стали;
- 3) барабана 3 диаметром 90 мм и шириной между ребрами 35 мм;
- 4) вала 4 диаметром 25 мм длиной 170 мм, один конец которого служит для установки лебедки от выключателя ВМ-35;
- 5) стального канатика (троса) 5 диаметром 4 мм с крючком а на конце;
- 6) рычага привода 6 с тремя наваренными на нем упорами б высотой 8—10 мм;
- 7) лебедки 7 от выключателя ВМ-35 с плечом ручки 250 мм, установленной на одном валу 4 с барабаном 3.

При помощи описанной лебедки включение, отключение и удержание в любом промежуточном положении подвижной части выключателя производит один человек. Постоянное пребывание его у привода не обязательно; в промежутках между командами он может выполнять другую работу.

Опыт использования такой лебедки дал положительный результат и позволяет рекомендовать применение ее в других энергосистемах.

Инж. И. П. Шипов

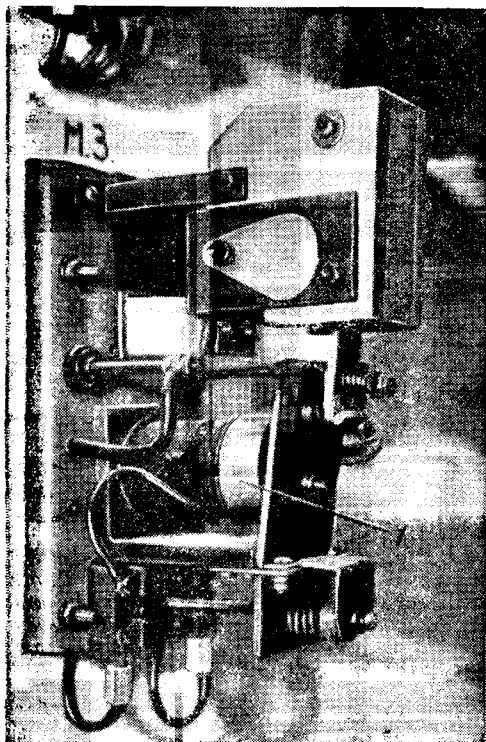
Увеличение надежности работы приводов выключателей

Широкое внедрение автоматического повторного включения и автоматического ввода резерва дополнительно повысило требования в отношении надежности работы приводов выключателей.

Особую сложность представляет регулировка привода на «включение», в частности, регулировка блокконтакта привода в цепи промежуточного реле включающего соленоида. С одной стороны, необходимо, чтобы контакт оставался замкнутым на время, достаточное для включения выключателя, а с другой стороны, контакт должен иметь достаточный разрыв, чтобы надежно рвать цепь промежуточного реле. Обеспечить полностью оба эти условия зачастую бывает трудно. Правильно отрегулированный привод при изменении условий работы (незначительное загрязнение, увеличение трения, например, вследствие большой густоты смазки при понижении температуры) может отказать из-за того, что при этих условиях время замыкания блокконтакта в цепи включения становится недостаточно для включения привода.

Указанный недостаток приводов выключателей устраняется применением промежуточного реле включения с задержкой на отпадание. В этом случае не требуется специальной регулировки блокконтактов в цепи включения, так как время обтекания током соленоида включения привода определяется, в основном, временем задержки промежуточного реле.

Контактор с задержкой на отпадание может быть выполнен из стандартных контакторов путем переделки магнитной системы и устройства магнитного демпфирования, как показано на рисунке. На сердечник насаживается массивная медная гильза или кольцо 1, что создает время замедления отпадания якоря порядка 0,18—0,22 сек. — достаточное для включения выключателя в любых условиях.



На электростанции описанными промежуточными реле оборудованы выключатели ВМ-14, ВМ-16, ВМ-22, ВМГ, МГГ с приводами ГП-40, ГП-125, ПС-10 и ПС-30, работающие от схем автоматики.

После реконструкции реле надежность работы выключателей значительно повысилась. Каких-либо ненормальностей в работе кинематического механизма привода, контактной системы и других конструктивных деталей выключателя за более чем годичный срок применения реконструированных контакторов не замечено.

Необходимо только более тщательно отрегулировать замедляющие приспособления и упоры в связи с увеличивающимися усилиями в конце хода включения механизма выключателя.

Инж. А. Ф. Васильев

Схема ускорения действия защиты до АПВ

В настоящее время широко внедряются схемы АПВ с использованием электрического контура с конденсатором, разработанные в ЦНИЭЛ МЭС и выпускаемые электроаппаратным заводом МЭП (комплекты АПВ-1 и АПВ-2)*.

Описываемая схема, действие которой основано также на принципе применения электрического контура с конденсатором, позволяет осуществить ускорение защиты до АПВ, в большинстве случаев без применения дополнительной релейной аппаратуры.

Ниже рассмотрено действие этой схемы (см. рисунок) на примере схемы ускорения защиты для линий с односторонним питанием¹.

* М. М. Богина, И. И. Соловьев и М. И. Царев, Устройство трехфазного автоматического повторного включения линий электропередачи, «Электрические станции», 1951, № 5.

¹ Там же см. описание действия устройства АПВ (обозначения на рисунке оставлены без изменения).

Конденсатор 13 нормально находится в заряженном состоянии. При срабатывании реле защиты с ускорением его контакт замыкает цепь разряда конденсатора на обмотку реле 10. Последнее, под действием тока разряда конденсатора, срабатывает, замыкает цепь отключения выключателя и самоудерживается при помощи другой своей обмотки до момента разрыва вспомогательного контакта в цепи катушки отключения выключателя.

Если повреждение на линии оказалось устойчивым, то неселективного отключения вследствие вторичного сраба-

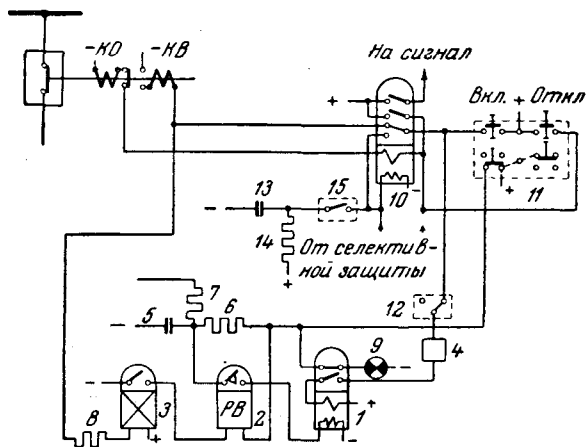


Схема устройства АПВ для линий с односторонним питанием с ускорением защиты до АПВ.

1 — двухобмоточное промежуточное реле; 2 — реле времени; 3 — промежуточное реле; 4 — блинкер; 5 — конденсатор; 6, 7 и 8 — сопротивления; 9 — сигнальная лампа; 10 — двухобмоточное промежуточное реле; 11 — ключ управления; 12 — отключающее устройство; 13 — дополнительный конденсатор; 14 — дополнительное сопротивление; 15 — контакт реле защиты с ускорением.

тывания защиты с ускорением не происходит, так как реле 10 вторично сработать не может.

Указанное обеспечивается выбором величины сопротивления 14 в цепи заряда конденсатора таким образом, чтобы время заряда t_z конденсатора 13 до напряжения срабатывания реле 10 было больше времени от момента замыкания контакта реле защиты с ускорением (после его первого срабатывания) до вторичного замыкания контакта этого реле (при неуспешном АПВ).

Вторичное отключение выключателя происходит под действием селективной защиты. При этом импульс на отключение может подаваться как с помощью промежуточного реле 10, так и через вторую обмотку реле 10 непосредственно на катушку отключения выключателя. Последнее является целесообразным при наличии у селективной защиты отдельных выходных промежуточных реле.

Если АПВ оказывается успешным, то конденсатор через время t_z заряжается до напряжения срабатывания реле 10, и схема вновь готова к действию.

Подача «плюса» к сопротивлению 14 производится не через блокконтакт ключа управления, как подается «плюс» к сопротивлению 6 в схеме АПВ, а непосредственно для того, чтобы в момент включения выключателя линии, например после осмотра, могла бы действовать защита с ускорением².

Применение описанной схемы при наличии реле блокировки от прыгания 10 не требует введения в схему АПВ и защиты никакой дополнительной аппаратуры, кроме одного конденсатора и активного сопротивления.

Как известно, для выключателей, имеющих механическую блокировку от «прыгания», реле 10 не устанавливается. В этом случае для осуществления предлагаемой схемы должно быть добавлено одно реле или может быть использовано выходное реле защиты, если допустимо в качестве его применить промежуточное реле, аналогичное реле 1 или 10.

Инж. Н. М. Зуль

* Выполнено по рекомендации М. М. Богини.

Контроль синхронизма при автоматическом повторном включении с помощью вспомогательных проводов

Для осуществления автоматического повторного включения на линиях электропередачи с двухсторонним питанием необходимы устройства для отбора напряжения с линии, с помощью которых, при необходимости контролируется отсутствие встречного напряжения и синхронизм.

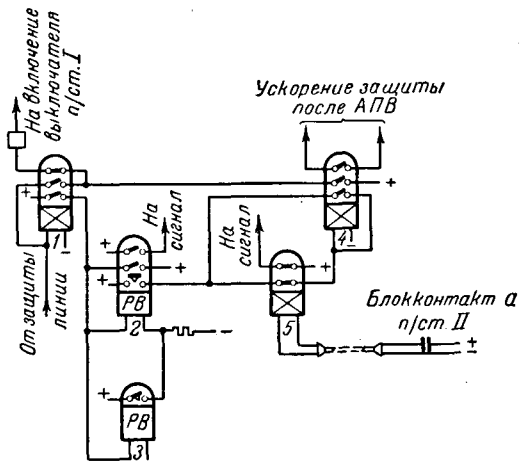


Рис. 1. Схема устройства для отбора напряжения с линии с проверкой синхронизма.

В энергосистеме на ряде воздушных линий 110 кВ автоматическое повторное включение было осуществлено без упомянутых устройств, с использованием жил кордельного кабеля, проложенного для целей защиты и связи.

Особенность выполненных схем АПВ заключается в том, что вместо контроля отсутствия встречного напряжения проверяется отключение выключателя на противоположном конце линии и сравнивается синхронизм напряжений шин не данной подстанции и линии, а двух подстанций.

При повреждении на линии срабатывает защита и отключает ее с обоих концов. Одновременно запускаются схемы АПВ с помощью пусковых реле.

На подстанции, откуда линия включается под напряжение (рис. 1), включение выключателя может произойти только при условии, если к моменту замыкания контактов реле времени 2 контакт промежуточного реле 5 замкнут, т. е. выключатель с противоположного конца линии отключен (блокконтакт а на выключателе разомкнут — цепь катушки реле 5 разорвана).

На подстанции, где осуществляется проверка синхронизма (рис. 2), реле времени 3 начинает набирать время только при наличии синхронизма между напряжениями подстанций, т. е. после замыкания контакта реле контроля синхронизма б.

Подача напряжения на реле б с противоположной подстанции произойдет только после включения линии под напряжение (после включения выключателя и его блокконтакта б).

Если к моменту замыкания контактов реле 3 сравнимые напряжения остаются синхронными — подается пи-

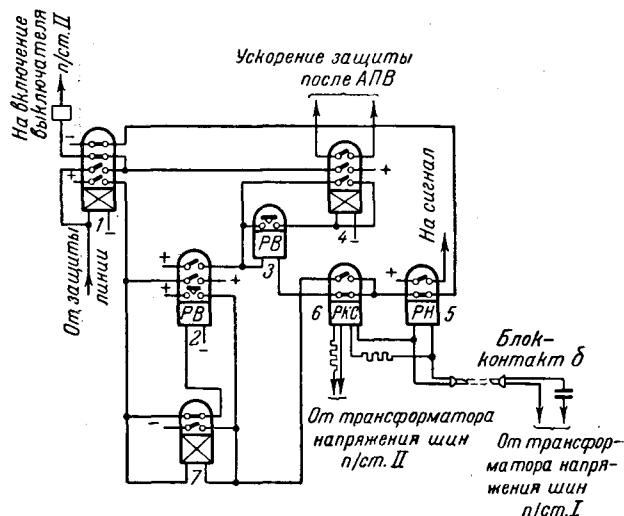


Рис. 2. Схема АПВ с использованием жил кабеля с проверкой отключения противоположного выключателя.

тание на реле 4 и через его контакты импульс на включение выключателя. Если синхронизм отсутствует, реле 6 переключает свои контакты, и происходит деблокировка схемы АПВ с помощью реле 7.

В схеме предусмотрен контроль целостности жил кордельного кабеля, осуществляемый с помощью промежуточного реле 5 на одном конце линии (рис. 1) и реле напряжения б на другом конце (рис. 2). Действие остальных реле в схемах пояснений не требует.

Устройства АПВ по описанным схемам выполнены и испытаны на ряде линий 110 кВ энергосистемы.

Инж. В. К. Люляев



ПОПРАВКИ

В № 11 журнала „Электрические станции“ за 1951 г. в статье И. С. Левенсона „Эксплуатация подогревателей высокого давления“ на стр. 21, правая колонка, вместо удельного расхода тепла турбины ВК-100 2 650 ккал/квтч следует принять $q=2360$ ккал/квтч. Соответственно по формуле получается $\Delta b=35$ т усл. топл./час.

В № 3 журнала за 1952 г. в заметке М. А. Безбородова „Хрупкие разрушения в заклепочном шве барабана котла“ (стр. 53) котлы ошибочно указаны с давлением пара 300 ат; следует 30 ат.

В № 4 журнала за 1952 г. в заметке Н. А. Коржа „Эксплуатация изоляции сильно загрязняемой открытой подстанции 38 кВ“, стр. 61, правая колонка, 35-ю строку сверху следует читать: „... при расстояниях котлов мазутом. Абразивное действие золы...“.

В Техническом управлении Министерства

О повышении надежности работы распределительных устройств 2—10 кВ с двумя системами шин

Произведенный Орггрэс анализ аварий, связанных с полным сбросом нагрузки электростанций в 1949 и 1950 гг., показал, что в ряде случаев серьезное развитие аварий в распределительных устройствах 3—6 кВ с двумя системами шин было вызвано перебрасыванием возникшей дуги с одних шин на другие. Эти случаи имели место в тех конструкциях распределительных устройств, где вертикальная разделительная перегородка между шинными разъединителями вовсе отсутствует или выполнена не сплошной (т. е. развилка шинных разъединителей осуществляется непосредственно под этой перегородкой, как это практиковалось до 1941 г. в типовом распределительном устройстве собственных нужд ТЭП).

Так, на одной из тэц в типовом распределительном устройстве собственных нужд 3 кВ с двумя системами шин из-за плохого контакта между алюминиевой шиной и штырем проходного изолятора на развилке шинных разъединителей ячейки питающего трансформатора, осуществленной непосредственно под перегородкой, образовалась дуга, которая вызвала междуфазовое короткое замыкание. Эта дуга при передвижении по направлению к шинам перебросилась через отключенный разъединитель на трансферную систему шин 3 кВ, которая была под напряжением от резервного трансформатора. Вследствие образования устойчивой дуги на обоих системах шин от максимальной защиты отключались как трансформатор, питавший рабочую секцию, так и резервный трансформатор, питавший трансферную систему шин. Часть собственных нужд обесточилась, и электростанция снизила нагрузку вдвое.

На одной из грэс в двухрядном распределительном устройстве собственных нужд 3 кВ с двойной системой шин перекрыло изолятор отключенного разъединителя генератора собственных нужд со стороны внутренней системы шин (собственные нужды грэс имеют 4 секции 3 кВ, к которым подключены 3 генератора собственных нужд и трансформатор связи с подстанцией). Дуга перебросилась через отключенный разъединитель генератора внутренней системы шин на наружную систему шин, а также на отключенный разъединитель со стороны наружной системы шин противоположной ячейки, относящейся к другой секции. Таким образом, дуга короткого замыкания охватила все секции шин собственных нужд, в результате чего под действием максимальной защиты отключались через 8 сек. все генераторы собственных нужд и трансформатор связи. Электростанция полностью сбросила всю нагрузку.

В связи с этим Техническим управлением МЭС выпущен противоаварийный циркуляр № 43 от 31/III 1952 г.:

1. Осуществить в течение 1952 г. блокировку разъединителей с выключателями от неправильных операций там, где она еще не установлена.

2. Для всех распределительных устройств собственных нужд с двумя системами шин, не имеющих сплошных вертикальных разъединительных перегородок между шинными разъединителями:

а) не держать без особой нужды резервную систему шин собственных нужд под напряжением;

б) для тех распределительных устройств собственных нужд, где к каждой секции приключены электродвигатели одного котла и имеется возможность при выводе в ремонт этого котла отремонтировать целиком и его секцию собственных нужд, использовать трансферную систему шин только для осуществления АВР, т. е. оставить присоединенными к ней резервный трансформатор собственных нужд и шиносоединительные выключатели секции; отпайки и разъединители всех отходящих линий с трансферной системы шин демонтировать.

Об отмене измерения жесткости воды в градусах

Управление по стандартизации при Совете Министров СССР 18/XII 1951 г. утвердило новую единицу для измерения жесткости воды. Взамен ранее применявшегося немецкого градуса вводится миллиграммэквивалент на литр (*мгэв/л*) для измерения высоких жесткостей и микрограммэквивалент на литр (*μгэв/л*) для измерения малых жесткостей (ГОСТ 6055-51).

Для перевода градусов жесткости в миллиграммэквиваленты на литр необходимо число градусов умножить на коэффициент 0,35663 или разделить на 2,804 (см. таблицу).

Соотношения между новыми и старыми единицами измерения жесткости

Жесткость, град.	Жесткость, мгэв/л	Жесткость, μгэв/л
1	0,35663	356,63
2,804	1	1 000
0,0028	0,001	1
0,1	0,035663	35,663
0,01	0,003566	3,5663
0,05	0,01783	17,831

В частности, жесткость катионированной воды, при которой полагается отключить фильтры на регенерацию (0,15°), в новых единицах составит 0,0535 мгэв/л, или 53,49 μгэв/л. В эксплуатации удобнее принять в качестве предельно допустимой жесткости «круглую» цифру 50 μгэв/л, или 0,05 мгэв/л (в старых единицах 0,14° Н).

Для определения истинного избытка фосфатов в котловой воде вместо прежней формулы

$$(PO_4^{-3})_{своб} = (PO_4^{-3})_{изб} - kH,$$

где $k = 10$ при измерении жесткости котловой воды, т. е. величины H в градусах,

$$(PO_4^{-3})_{своб} = (PO_4^{-3})_{общ} - 30 \cdot H_1.$$

Здесь H_1 измеряется в миллиграммэквивалентах на литр.

Емкость поглощения ионитов ранее выражалась в тонноградусах на кубометр. Размерность этой единицы измерения, как нетрудно видеть, вес : объем. В действительности тонноградусы получались перемножением жесткости воды в градусах на количество этой воды в кубометрах. Правильнее было бы именовать поэтому тонноградусы кубометроградусами. Так как градус есть единица измерения концентрации, то размерность произведения числа градусов на количество воды будет вес. Измеряя жесткость новыми единицами — числом миллиграммэквивалентов в литре воды, для аналогичного произведения получаем граммэквивалент. Таким образом, емкость поглощения ионитов в новых единицах должна измеряться числом граммэквивалентов ионов, поглощенных 1 м³ ионита (гэв/м³).

Для перевода прежних единиц в новые служат следующие соотношения:

$$\begin{aligned} 1 \text{ т-град.} &= 0,35663 \text{ гэв}; \\ 1 \text{ гэв} &= 2,804 \text{ т-град.} \end{aligned}$$

Удельный расход регенерирующих веществ должен измеряться граммами на граммэквивалент. Следует заметить, что удельный расход является безразмерной величиной, выражающей в сущности кратность избытка соли, кислоты или щелочи против стехиометрических их количеств.

Численно величины расхода регенерирующих веществ, выраженные в новых единицах, будут больше старых в 2,804 раза.



Карл Адольфович КРУГ

24 апреля на трудовом посту — в Энергетическом институте АН СССР — скончался член-корреспондент Академии наук СССР Карл Адольфович Круг.

К. А. Круг являлся одним из основоположников высшего электротехнического образования в России, создателем московской электротехнической школы, воспитателем многих поколений отечественных электротехников, ученым и общественным деятелем, принимавшим участие в осуществлении крупнейших государственных мероприятий в области энергетики.

Карл Адольфович Круг родился 6 июля 1873 г. на Украине (г. Немиров) в семье агронома. После смерти отца он вместе с матерью, по профессии учительницей, переехал в Москву. Здесь в 1892 г. Карл Адольфович получил аттестат зрелости и в 1898 г. окончил Механическое отделение Московского высшего технического училища, защитив дипломный проект на тему «Оборудование чугунолитейного завода».

По окончании МВТУ К. А. Круг был командирован за границу для продолжения образования. Возвратившись в Москву, он в течение 5 лет работал в МВТУ преподавателем физики.

В 1905 г. в МВТУ была создана новая электротехническая специальность. Рождение ее ознаменовалось введением курса «Техники переменных токов», чтение которого было поручено К. А. Кругу. 1905 г. с полным основанием считается годом создания московской электротехнической школы. В 1906 г. Карлу Адольфовичу было поручено чтение курса «Асинхронные машины», а в 1907 г. — факультативного курса «Электрические измерения».

В 1913—1914 гг. Карл Адольфович стал заместителем декана механического отделения МВТУ и проводил большую работу по организации электротехнического отделения, которое и было создано в 1915 г.

Наряду с большой педагогической деятельностью Карл Адольфович принимал активное участие в работе Московского политехнического общества, в проектировании и технических экспертизах новых электростанций (1912—1915 гг.) и в многочисленных испытаниях на заводах и электростанциях.

К. А. Круг уделял много времени научной работе. В 1911 г. он защитил диссертацию по теории круговых диаграмм индукционных двигателей и получил ученую степень доктора-инженера. Эта работа была опубликована сначала в виде большой журнальной статьи и затем в 1913 г. отдельной книгой.

В 1916 г. К. А. Круг выпускает книгу «Бесколлекторные асинхронные двигатели», явившейся первой русской книгой по теории и расчету этих двигателей. Читаемый им курс «Техника переменных токов» развился в стройную теоретическую базу и получил название «Основы электротехники».

После Великой Октябрьской социалистической революции в МВТУ был организован Электротехнический факультет и первым деканом его был К. А. Круг. На этом посту



он работал вплоть до преобразования этого факультета в Московское высшее энергетическое училище, на основе которого был в 1930 г. организован Московский энергетический институт им. В. М. Молотова (МЭИ). Здесь К. А. Круг возглавил и бесменно руководил кафедрой «Основы электротехники».

К. А. Круг проводил большую государственную работу, являясь членом комиссии ГОЭЛРО, членом Госплана (в 1920—1930 гг.), членом бюро Центрального электротехнического совета и членом Технического совета при Министре электростанций.

В 1920 г. К. А. Круг выступил с предложением организации научно-исследовательского электротехнического центра — Государственного экспериментального электротехнического института — и обращается с письмом к В. И. Ленину с просьбой поддержать это начинание. В. И. Ленин с присущей ему дальновидностью оценил значение этого начинания, поддержал его и дал

указание об отпуске 100 тыс. руб. золотом на нужды ГЭЭИ.

В 1921 г. Карл Адольфович стал первым директором и научным руководителем ГЭЭИ, впоследствии преобразованного во Всесоюзный электротехнический институт им. В. И. Ленина (ВЭИ). С 1930 г. до 1935 г. Карл Адольфович руководил в ВЭИ лабораторией ртутных выпрямителей, а затем — лабораторией постоянного тока высокого напряжения.

К. А. Круг в 1933 г. был избран членом-корреспондентом Академии наук СССР, в Энергетическом институте которой он в 1941—1943 гг. руководил электротехническим отделом, а с 1943 г. и до последнего времени — лабораторией постоянного тока.

Деятельность К. А. Круга всегда влекла к нему молодых ученых, инженеров и студентов, многие из которых стали видными советскими электротехниками. Особо чутко относился Карл Адольфович к молодежи. До самого последнего времени он руководил аспирантами кафедры «Основы электротехники» МЭИ.

В 1937 г. К. А. Кругу было присвоено почетное звание заслуженного деятеля науки и техники РСФСР. За свою выдающуюся деятельность К. А. Круг был награжден двумя орденами Ленина, двумя орденами Трудового Красного Знамени, орденом Знак Почета и медалями.

Вплоть до последних дней жизни Карл Адольфович выполнял важные государственные поручения.

Всем знавшим Карла Адольфовича и работавшим вместе с ним известны его глубокая принципиальность, справедливость, непререкаемый авторитет, которым он пользовался, его оптимизм во всем и его чуткость к окружающим. Вся жизнь Карла Адольфовича Круга — яркий пример жизни советского патриота, служившего неутомимо и со страстью своей Родине и ставившего ее интересы выше всего.

Память о Карле Адольфовиче навсегда сохранится в сердцах всех знавших его и работавших вместе с ним.

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 9×12 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 тексте не вклеивать, а прилагать их отдельно, составив на них опись.

4. В табличном материале точно обозначать единицы измерения. Наименования давать полностью, не сокращая слов. Не давать слишком громоздких таблиц.

5. Иностранные единицы измерения обязательно переводить в принятые у нас в Союзе меры длины, веса и др.

6. **Официальный материал должен быть заверен соответствующими организациями. Статьи работников научно-исследовательских организаций, предприятий и учреждений должны иметь разрешение руководства.**

7. В конце рукописи указывать полностью имя, отчество и фамилию автора, домашний адрес, занимаемую должность, год рождения, номер и место выдачи паспорта.

8. Материал для журнала направлять по адресу: Москва, Ветошный пер., здание ГУМ, III корпус, 1 этаж, помещ. 165, редакции журнала «Электрические станции».

Цена 8 руб.