

# ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

6



**ГОСЭНЕРГОИЗДАТ**

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

**1953**

# ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

ИЮНЬ  
1953

Орган Министерства электростанций  
и электропромышленности СССР

24-й ГОД ИЗДАНИЯ

## СОДЕРЖАНИЕ

Передовая—Усиление энергонадзора—важнейшая задача энергосистем . . . . .	3
М. А. Дуэль и Н. Р. Литвак — Некоторые требования, предъявляемые автоматическим регулированием к котельным агрегатам . . . . .	6
Л. Е. Вайзель, С. Р. Вайницкий, А. И. Качегов и И. В. Сладников — Реконструкция сепаратора пыли системы ЦККБ . . . . .	8
А. С. Маломуж — Об упорядочении нормирования запасных частей на электростанциях . . . . .	10
Н. А. Малишевский — Ущерб от зарастания трубопроводов приморских электростанций . . . . .	12
В. А. Варнелло — Работа катионитовых фильтров на частично осветленной воде . . . . .	13
В. П. Белов — Применение мостового крана в котельной . . . . .	15
Б. А. Хомутов — Обнаружение втяговых замыканий в роторах турбогенераторов . . . . .	19
Г. Н. Тер-Газарян — О креплении активной стали гидрогенераторов . . . . .	20
Э. Г. Файнштейн — Повреждения сварных швов креплений активной стали гидрогенераторов . . . . .	23
Е. А. Бугринов и Г. М. Ягодин — Городские закрытые электроподстанции 110 кВ глубокого ввода . . . . .	26
Э. М. Магидсон — Некоторые замечания по проекту закрытой подстанции 110 кВ Мосэнергопроекта . . . . .	30
И. А. Тихонов — Модернизированное сборное распределительное устройство 6—10 кВ с реакторами на линиях . . . . .	32
Г. С. Красильников — Универсальный грузовой привод типа УГП для АПВ и АВР к выключателям 3—35 кВ . . . . .	34

## ДИСКУССИЯ

О применении тепловых насосов для использования тепла охлаждения гидрогенераторов

Н. Н. Кошкин, Е. С. Курылев и Л. М. Розенфельд . . . . .	38
Г. И. Фукс . . . . .	40
В. С. Мартыновский . . . . .	41
К. Д. Смирнов . . . . .	43
Е. Я. Соколов . . . . .	46

## ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

И. В. Бугаенко и Н. Я. Турчин — Подъем статора генератора весом 185 т мостовым краном 75 т . . . . .	49
Г. Т. Сулима — Штамп для изготовления шпиль . . . . .	50
И. И. Рапутов — Легкие железобетонные подножки . . . . .	51

## ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

Н. Ф. Рысаков — Работа муфельных горелок на кизеловском угле . . . . .	53
Л. Ф. Зайцев — Автоматизация загрузки шахтных мельниц . . . . .	54
В. Л. Зубарев — О периодической продувке нижних точек котлов . . . . .	54
М. Л. Табориский — О включении отборов проб насыщенного пара . . . . .	55
А. Г. Рысс — Устранение обводнения масла в масляной системе турбины . . . . .	55
В. К. Лозников — Облицовка камер рабочих колес гидротурбины антикоррозийным материалом «арктилит» . . . . .	55
И. В. Малхасьян — Вибрация активной стали статора гидрогенератора . . . . .	56
Л. М. Шницер — Повреждение трансформатора с принудительной циркуляцией масла . . . . .	56
А. Ф. Васильев — Улучшение работы газовой защиты трансформаторов . . . . .	57
К. А. Худабашев — Прибор для непосредственного определения группы соединения трансформаторов . . . . .	57
А. В. Чернышев — Аппарат для испытания изоляции вторичных цепей . . . . .	58
А. К. Комбай-Заде — Номограмма для проверки электродинамической устойчивости ошиновки . . . . .	59
К. К. Чернев — Работа линии электропередачи в несимметричном режиме . . . . .	60
Б. И. Авербух и А. И. Федоров — Определение места повреждения кабеля с заплывающим пробоем . . . . .	60
В. К. Фирсов — Об испытании резиновых ковриков и дорожек . . . . .	61

## ХРОНИКА

В Техническом управлении по электростанциям	
Об области применения механической и электромагнитной блокировки разъединителей с выключателями . . . . .	62
О внесении изменения в п. 98, ч. II «Правил безопасности при эксплуатации воздушных линий высокого напряжения» . . . . .	62
В Управлении капитального строительства	
О руководящих указаниях по наблюдениям за режимом подземных вод . . . . .	62
Об инструкции по хранению, сокращению и ликвидации материалов в инженерно-геологической документации при изысканиях . . . . .	62
О таблицах площадей сферических трапеций . . . . .	62
О приеме в аспирантуру ВТИ . . . . .	62
<b>Николай Николаевич Амосов</b> — некролог . . . . .	63



---

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

Главный редактор Д. Г. Чижов

---

**Адрес редакции:** Москва, Ветошный пер., ГУМ, III корпус, I эт., пом. 165.  
**Телефоны:** редакции К 5-21-22, главного редактора К 4-44-10 и номм. К 1-02-80, доб. 3-01

## УСИЛЕНИЕ ЭНЕРГОНАДЗОРА — ВАЖНЕЙШАЯ ЗАДАЧА ЭНЕРГОСИСТЕМ

Характерной особенностью энергосистем является единство и одновременность процесса производства, распределения и потребления электроэнергии. В отличие от других видов производств, где готовая продукция может быть помещена на склад, электроэнергия в каждый момент должно производиться столько, сколько может быть потреблено.

Ошибки при планировании и распределении электроэнергии наносят ущерб народному хозяйству: недооценка ожидаемого потребления приводит к недостатку энергии и мощности; переоценка — к невыполнению планов выработки электроэнергии.

Поэтому исключительно важно правильно планировать производство и распределение электроэнергии, для чего энергосистеме необходимо знать потребителей, особенности их технологии и характера электропотребления.

Наряду с планированием отпуска энергии большое значение имеет работа по экономии энергии у потребителей, по рациональному и эффективному использованию ее.

Энергосистемы заинтересованы и в том, чтобы потребительские установки работали бесперебойно и надежно, чтобы потребление энергии шло равномерно по плану, а неполадки в отдельных установках потребителей не отражались на работе энергосистемы и других потребителей, для чего должен осуществляться надзор за энергетическими установками потребителей. Энергосистемы должны своевременно производить расчет со всеми потребителями за отпущенную энергию. Все эти сложные и многообразные задачи в наших энергосистемах возложены на энергосбыты.

Будучи органической частью энергосистем, зная нужды и слабые места как энергосистем, так и потребителей, энергосбыты — местные органы энергонадзора являются необходимым элементом сложного организма энергосистемы.

При правильной работе энергосбыты, хорошо зная потребителей, помогают энергосистеме выполнять план производства энергии. В период дефицита мощности они добиваются сокращения непроизводительных расходов энергии и с наименьшим ущербом для производства помогают снимать нагрузку в часы максимума энергосистемы. Организуя работу по экономии электрической и тепловой энергии, они помогают энергосистеме экономить энергоресурсы при одновременном выполнении потребителями своих производственных планов.

Следя и активно вмешиваясь в режимы электропотребления, энергосбыты помогают энергосистеме вести наиболее экономичные режимы и лучше использовать мощности электростанций.

Энергосбыты своей работой по повышению

коэффициента мощности у потребителей снижают потери в сетях и облегчают работу энергосистем, особенно в условиях недостатка реактивной мощности.

Осуществляемый энергосбытами энергонадзор позволяет повышать надежность энергоустановок потребителей и уменьшать количество аварий в энергосистемах по вине потребителей. Энергосбыты следят за правильным присоединением новой мощности потребителей и ведут сложное хозяйство по учету электроэнергии, являющегося основой снижения потерь и финансового благополучия энергосистем.

Особенностью в работе энергосбытов является то, что в оперативном и хозяйственном отношении они подчинены энергосистемам и эксплуатационным главным управлениям, в техническом же отношении, в области работы по экономии энергии и энергонадзору — Государственной инспекции по промэнергетике и энергонадзору.

В результате проведенной Государственной инспекцией и энергосбытами работы за последние годы была создана система энергонадзора и электроконтроля; развернута работа по экономии энергии; введена система удельного нормирования электроэнергии на единицу выпускаемой продукции; издан ряд принципиальных, директивных технических материалов. На базе созданных «Правил устройства электротехнических установок» и «Правил технической эксплуатации электроустановок промышленных предприятий» проводится большая работа по реконструкции и упорядочению электрохозяйства предприятий, по повышению квалификации персонала, обслуживающего электрохозяйство предприятий.

В промышленности и на транспорте за последние годы сэкономлено большое количество электрической и тепловой энергии. Фактические удельные расходы электроэнергии на единицу выпускаемой продукции в промышленности снизились в 1952 г. по сравнению с 1948 г. на 17%.

Экономия электрической и тепловой энергии достигнута главным образом за счет улучшения технологии производства, повышения коэффициента использования оборудования и внедрения новой техники в промышленное производство. Коэффициент мощности у потребителей в 1952 г. составил величину 0,897 против 0,875 в 1940 г., потери электроэнергии в сетях снизились в 1952 г. до 8,09% против 8,94 в 1940 г.

Снижение потерь в сетях энергосистем говорит о большой работе, проведенной персоналом электросетей и энергосистем, а также о большой работе энергосбытов по упорядочению и совершенствованию учета электроэнергии.

Проведенная работа по экономии энергии, снижению потерь в сетях, по упорядочению элек-



трохозяйства и улучшению режимов электропотребления оказала большую помощь энергосистемам и принесла большую пользу предприятиям. Она дисциплинировала их, разбудила творческую мысль заводских энергетиков, позволила вскрыть источники экономии и неиспользованные резервы, подняла квалификацию персонала, уменьшила аварийность и повысила безопасность электроустановок. Улучшилась постановка эксплуатации энергооборудования на предприятиях. На многих предприятиях наряду с эксплуатационными службами созданы энерголаборатории и энергобюро.

Однако необходимо признать, что в работе по экономии энергии и энергонадзору имеются очень серьезные недостатки. Народное хозяйство СССР и энергетическое хозяйство предприятий столь значительно выросли, что результаты, характеризующие положительную работу по экономии электроэнергии и энергонадзору, не могут быть признаны удовлетворительными.

В этих условиях работу по экономии электроэнергии и энергонадзору необходимо поднять на более высокий уровень, а это требует коренного изменения и улучшения работы энергосбытов и Государственной инспекции по промэнергетике и энергонадзору.

Государственная инспекция еще слабо контролирует промышленные предприятия в области рационального расходования электрической и тепловой энергии и не принимает своевременных мер к устранению выявленных нарушений и фактов перерасхода энергии. Энергосбыты и Государственная инспекция по промэнергетике недостаточно выявляют источники экономии и снижения удельных расходов электроэнергии, не критически относятся к заявкам предприятий и министерств при установлении норм расхода электроэнергии; не принимают достаточных мер к улучшению коэффициента мощности; недостаточно осуществляют надзор за техническим состоянием электрических установок на промышленных предприятиях.

В инспекциях энергосбытов нет единого плана работ, учитывающего требования энергосистем в подготовке к грозовому сезону, к ремонтному периоду и осенне-зимнему максимуму нагрузки. Не доведены до конца работы по определению границ ответственности за обслуживание электроустановок между потребителями и энергосистемами.

В настоящее время, когда проводится большая перестройка и упрощение аппарата министерств, главков, самих предприятий, направленная на повышение их ответственности, необходимо пересмотреть характер работы энергосбытов, фабрично-заводских инспекций и инспекторов, направив их работу на решение основных задач.

Большой круг вопросов возложен в настоящее время на инспектора фабрично-заводской инспекции энергосбыта. В его обязанности входит наблюдение: за работой по экономии энергии, включая вопросы удельного нормирования; за техническим состоянием электроустановок и повышением коэффициента мощности; за соответствием установленной мощности договору с энергосистемой и за правильностью учета электро-

энергии. Помимо этого инспектор оформляет включение новых объектов и ему очень часто даются отдельные поручения, так или иначе связанные с энергонадзором.

В работе инспектора по энергонадзору большое место занимает осмотр нового оборудования и электроустановок на предприятиях и допуск их к эксплуатации. Это большая и полезная работа, предотвращающая возможность ввода в действие электроустановок, не соответствующих правилам, и появление новых аварийных очагов. В то же время очевидно, что не только энергосбыты заинтересованы в том, чтобы новые объекты вводились полноценными. В этом прежде всего заинтересованы сами энергетические предприятия. Поэтому целесообразно установить, что должен осматривать инспектор при допуске к эксплуатации новой установки потребителя и что должен осматривать сам энергетик предприятия.

Некоторые энергосбыты требуют от предприятий, чтобы все внутрицеховое оборудование—электродвигатели, магистральные линии, щитки, осветительные установки, не говоря уже о внутрицеховых подстанциях, принимались инспекторами энергосбытов. Такие требования выдвигаются даже тогда, когда цехи питаются от внутризаводской сети, отходящей от головных подстанций, на которые приходят питающие линии энергосистемы. При наличии на предприятиях квалифицированного энергетического персонала, несущего полную ответственность за эксплуатацию своего хозяйства, подобные требования являются излишними и не воспитывают энергетиков предприятий в направлении повышения ответственности за эксплуатацию своих установок.

Многие энергосбыты не имеют технического авторитета у потребителей и часто злоупотребляют карательными мерами—штрафами. Нельзя подменять большую, кропотливую работу с потребителями по улучшению их электрохозяйства более простой для энергосбытов, но не дающей должного эффекта, штрафной системой.

Однако энергосбыты зачастую налагают на предприятия большие штрафы даже за небольшие нарушения предписаний. Так, энергосбыт Карагандаэнерго потребовал от Карагандауголь установки молниеотводов на действующих линиях 6 кв, питающих электродвигатели вентиляторов шахт, хотя подходы линий и подстанций имели защиту разрядниками, вентиляторы имели 100%-ный резерв по двигателям, причем грозовая продолжительность в данном районе составляет всего лишь 20—40 час. в году и за время работы установок грозовых повреждений не наблюдалось. За невыполнение этого предписания, требовавшего значительных средств, энергосбыт наложил на Карагандауголь 8 штрафов по 10 тыс. руб. Энергосбыт Краснодарэнерго наложил штраф на завод измерительных приборов в 10 тыс. руб. за опоздание в представлении отчета и на молочный завод 10 тыс. руб. за несвоевременное представление графиков нагрузки.

Проведенные в Москве, Свердловске и Запорожье совещания руководителей и инспекторов энергосбытов совместно с Государственной инспекцией и главными эксплуатационными управлениями показывают, что энергосбыты

очень медленно перестраивают свою работу по энергонадзору за установками потребителей.

Наряду с этим подавляющее большинство представителей энергосбытов, выступавших на этих совещаниях, высказывало обоснованные претензии к районным и главным управлениям в отношении хозяйственного и организационного руководства работой энергосбытов.

Ряд руководителей районных управлений явно недооценивает работу энергосбытов, не обеспечивает их даже минимально необходимым транспортом, необоснованно сокращает численность персонала и не по назначению использует инспекторов.

Руководители некоторых энергосистем не понимают до сих пор, что энергосбыты являются органами Государственного энергонадзора, что они призваны следить за выполнением потребителями «Правил устройства электротехнических установок» и «Правил технической эксплуатации». Эти руководители часто подходят к вопросам узко ведомственно, считают, что коль скоро та или иная подстанция или линия будет принадлежать потребителю, а не энергосистеме, то она может быть включена в эксплуатацию с грубыми дефектами и отступлениями от «Правил». Они обязывают энергосбыты допускать дефектные установки потребителей в эксплуатацию.

Некоторые руководители районных управлений полагают, что основой безаварийной работы энергосистемы является передача в эксплуатацию и на баланс потребителей сетей и подстанций энергосистемы, независимо от характера линий или подстанций (тупиковая или проходная), питает ли она одного или нескольких потребителей. Борьба с подобным узковедомственным подходом к решению вопросов является одной из важнейших задач.

Работу в области энергонадзора и экономии энергии необходимо коренным образом перестроить. Сложная система согласования проектов потребителей должна быть заменена проверкой соответствия отдельных разделов проекта выданным техническим условиям. При вводе в эксплуатацию новых установок потребителей фабрично-заводская инспекция должна осматривать главным образом головные сооружения, воздушные или кабельные линии, связывающие энергосистему с потребителями, и высоковольтные подстанции потребителя того напряжения, на котором осуществляется связь потребителя с энергосистемой.

Перед допуском в эксплуатацию особенно тщательно должны осматриваться устройства защиты и автоматики, устройства, связанные с расчетным учетом энергии и с повышением коэффициента мощности.

Сети промежуточных напряжений, там, где они имеются, могут осматриваться выборочно, если в этом есть необходимость. Низковольтные устройства должны осматриваться только у потребителей, подключаемых к сети энергосистем низкого напряжения и коммунально-бытовых, там, где городские сети находятся в ведении энергосистемы.

Особое внимание при осуществлении надзора в процессе эксплуатации должно обращаться на

профилактические испытания повышенным напряжением питающих кабелей, проверку изоляции воздушных линий, высоковольтной аппаратуры приемных подстанций, проверку релейной защиты и автоматики, установок по повышению коэффициента мощности, а также устройств учета энергии. Тщательно должны рассматриваться аварии в этом хозяйстве и проверяться соответствие фактически установленной мощности разрешенной, а также характер графика нагрузки предприятия.

Обследование внутрицехового и низковольтного оборудования следует производить выборочно, по мере необходимости, чтобы иметь представление об уровне эксплуатации. Больше внимания должно уделяться организации эксплуатации, ремонту оборудования, его испытаниям, проверке организации учебы персонала и присвоению квалификационных групп, постановке работы по технике безопасности.

В первую очередь и вне очереди должны проверяться предприятия, не выполняющие удельных норм расхода энергии, с анализом этих норм и выдачей соответствующих рекомендаций.

При анализе причин перерасхода энергии следует привлекать в помощь энергетиков и технологов предприятий и совместно с ними вскрывать основные причины перерасхода, рекомендовать предприятиям внедрять передовой опыт других предприятий по экономии энергии. Рекомендуемые мероприятия следует обсуждать на совещаниях у руководства предприятий с участием энергетиков и технологов, намечать планы внедрения этих мероприятий и следить за их выполнением.

Во всей работе по экономии энергии и энергонадзору необходимо оказывать техническую помощь предприятиям, держать связь с ними, знать сильные и слабые стороны отдельных предприятий. Энергосбыты должны не подменять персонал предприятий, а быть авторитетным представителем энергосистемы и государственного надзора.

Наряду с перестройкой работы энергосбытов в направлении усиления энергонадзора следует серьезно подумать об изменившихся в ряде районов условиях энергоснабжения. Многие энергосистемы не выполняют плана выработки электроэнергии из-за недобора электроэнергии потребителями. В этих энергосистемах энергосбытам следует уделять больше внимания своевременному вводу потребителями новых объектов и ликвидации как в энергосистемах, так и у потребителей узких мест, задерживающих развитие предприятий. Энергосбыты не должны допускать нерационального расходования электроэнергии и вместе с тем должны активно бороться за выполнение энергосистемами плана по выработке энергии.

Перестройка работы Государственной инспекции, усиление руководства и оказание практической помощи энергосбытам со стороны районных и главных эксплуатационных управлений в области их хозяйственной и оперативной деятельности позволят энергосбытам справиться с возложенными на них задачами по усилению надзора за техническим состоянием электроустановок потребителей и контролю за энергоиспользованием.

□ □ □

# Некоторые требования, предъявляемые автоматическим регулированием к котельным агрегатам

Инж. М. А. Дуэль и инж. Н. Р. Литвак

Опыт освоения авторегулирования котельных агрегатов наглядно показал, что для получения полного эффекта автоматизации необходимо устранение ряда недостатков основного оборудования и приведение в соответствие характеристик последнего с характеристиками авторегуляторов.

Опыт автоматизации котельных трех электростанций выявил несоответствия и недостатки регулирующих органов и трактов котлоагрегата, а также определил требования к котлоагрегату. Две из этих электростанций — теплоцентрали, работающие на АШ, причем одна из них имеет часть котлов высокого давления, для которых эти требования определились наиболее четко.

## Регулирующие органы

Питатели пыли. Как известно, регулирование подачи пыли на пылеугольных котлоагрегатах обеспечивается изменением скорости вращения шнековых или дисковых пылепитателей. Качественная работа авторегулирования требует однозначной зависимости между скоростью вращения и производительностью пылепитателей. Но это соответствие в условиях эксплуатации нарушается из-за износа питателей, так называемого «самотека», который усиливается с повышением температуры пыли, снижением ее уровня в пылевом бункере, более тонким помолом и увеличением зазоров от износа. На шнековых питателях (особенно при работе на АШ) «самотек» иногда увеличивается настолько, что исключает возможность работы авторегуляторов. Поэтому для автоматического регулирования шнековые питатели, как правило, мало пригодны и подлежат замене.

При лопастных пылепитателях «самотек» скажется реже, но при прочих равных условиях все же имеет место, хотя и в меньшей степени. Лопастные питатели более соответствуют условиям автоматического регулирования, однако они должны быть усовершенствованы для обеспечения большей плотности. Это достигается за счет уменьшения радиальных и аксиальных зазоров в камерах лопастных колес и более точного их изготовления, а также добавления третьего лопастного колеса.

Питатели угля. Внедрение авторегуляторов загрузки мельниц углем наиболее остро выявило недостатки работы питателей угля.

Питатели сырого угля, будучи первыми по ходу размола порционерами, поставлены в наиболее трудные условия из-за несортированности угля.

Нормальная работа применяемых чаще всего для регулирования загрузки тихоходных мельниц дисковых питателей угля нарушается обычно из-за: попадания крупных кусков угля и посторонних предметов; неудовлетворительного профилирования рукавов угля; забивания рукавов при влажном или смерзшемся угле; скольжения угля на дисках питателей; наличия зазора при срабатывании нижней кромки ножа и недостаточной плотности корпуса питателя. Все это нарушает однозначность установленных зависимостей и отрицательно влияет на работу автомата загрузки мельниц.

Выполненные накладки на дисках из рифленой стали, установка на ноже питателя регулируемой по высоте нижней планки и уплотнение питателя позволили значительно улучшить работу автомата загрузки мельниц. Наладка работы дробилок, установка магнитных сепараторов и нормальное отопление угольного тракта в зимнее время позволили обеспечить еще более надежную работу автоматики.

Как показывает опыт, равномерная подача угля очень сильно зависит от конструкции и замыкания рукавов угля к бункеру, между тем этому вопросу при проектировании и изготовлении обычно уделяется мало внимания. Круглые и расположенные почти вертикально рукава работают нормально без перебоев даже при значительной влажности топлива.

Следует отметить, что телескопические трубы питателей, снабженные удобными дистанционными приводами, оказались хорошим корректором, позволяющим учитывать периодические колебания качества топлива.

Вентиляторы и дымососы. Регулирование количества воздуха и газов осуществляется, как правило, направляющими аппаратами и значительно реже — заслонками.

Ряд испытаний и обследований, проведенных на трех электростанциях, показал, что направляющие аппараты вентиляторов имеют следующие дефекты: регулирование количества обеспечивается лишь в пределах 55—60°, считая от закрытого положения; в этих пределах регулирование не пропорционально углу поворота; недостаточная плотность в закрытом положении при двух вентиляторах приводит к значительной потере воздуха через стоящий вентилятор и ухудшает качество регулирования, в особенности при больших потерях.

Направляющие аппараты дымососов имеют те же дефекты, но с тем отличием, что неплотность аппаратов на дымососах приводит к пара-

зитному перетоку газов при остановленном дымо-сосе через работающий, что также ухудшает качество регулирования.

Значительность этих потерь видна из следующих наблюдений на ряде вентиляторов. При работе с одним вентилятором ( $n = 1000$  об/мин,  $H = 250 \div 350$  мм вод. ст.,  $Q = 50\,000 \div 80\,000$  м<sup>3</sup>/час), второй отключенный вентилятор вращался со скоростью от 60 до 120 об/мин при присоединенном двигателе и от 100 до 200 об/мин — при отсоединенном двигателе.

Потери и перетоки, кроме того, значительно повышают расход электроэнергии на тягу и дутье.

Применение в виде опыта на двух котлоагрегатах отсекающих выдвижных заслонок привело к понижению надежности, что заставило от них отказаться.

Заводы-поставщики должны сконструировать новые направляющие аппараты вентиляторов и дымоходов, которые обладали бы требуемыми регулировочными свойствами и имели бы требуемую плотность при закрытии. Эти аппараты должны рассматриваться и конструироваться как точные механизмы. В частности, для вентиляторов необходимая плотность может быть обеспечена изготовлением лопаток направляющих аппаратов в виде точно профилированных и отштампованных «лепестков», складывающихся в розетку.

**Пароохладители.** Качество регулирования температуры перегретого пара поверхностными пароохладителями является неудовлетворительным из-за значительной тепловой инерции перегревателей с пароохладителями, установленными на стороне насыщенного пара.

На агрегатах высокого давления пароохладители этого типа усложняют схему питания и, кроме того, даже при высококачественной сборке снижают надежность работы агрегата. На пароохладители падает значительная доля всех нарушений работы котлоагрегатов высокого давления.

Применение впрыскивающих пароохладителей, которые имеют лучшие регулировочные характеристики, ограничено трудностями обеспечения воды с малым содержанием солей.

Отсутствие удовлетворительного способа регулирования температуры перегрева пара тормозит окончательное решение вопроса автоматического регулирования перегрева и, следовательно, полной автоматизации котлоагрегата. Это настоятельно требует пересмотра возможных способов регулирования перегрева.

Научно-исследовательским, наладочным и проектно-конструкторским организациям нужно основательно поработать над разрешением этого важного вопроса<sup>1</sup>.

### Транкты агрегата

Все недостатки трактов котлоагрегата сводятся к большему или меньшему нарушению основного закона авторегулирования, который требует сохранения постоянного количества на всем регулируемом участке.

Количество газов из-за присосов обычно увеличивается в конце регулируемого участка, при-

чем присосы, как правило, возрастают к концу кампании агрегата. Из опыта эксплуатации 14 котлоагрегатов, работающих с полной схемой автоматики горения и имеющих присосы по хвостовой части от  $\Delta\alpha = 0,09$  до  $\Delta\alpha = 0,24$ , явно определилось, что качество регулирования тем выше, чем больше плотность газового тракта.

Количество воздуха из-за потерь через неплотности воздухоподогревателя обычно снижается в конце регулируемого участка.

Регулирование топливного потока ухудшается наличием нерегулируемой части пыли, вносимой в топку с первичным воздухом, часто достигающей 2—4%. Рециркуляционные петли мельничных систем (например, сбросы после мельничного вентилятора на вход или на выход мельницы, присадки холодного и горячего воздуха и т. п.) еще больше усложняют процесс регулирования подачи топлива. Так, при вводе автоматики загрузки на четырех котлоагрегатах все рециркуляционные петли на мельничных системах пришлось отглушить. Борьба за сокращение присосов в мельничных системах, достигающих 25—40%, для автоматики загрузки имеет не меньшее значение, чем борьба с ними на газовых трактах.

Необходимо отметить, что качество регулирования питания котлов водой зависит в значительной большей степени от питательной схемы, чем от самих регулирующих клапанов. Много трудностей вызывают колебания перепадов давления на клапанах, отрицательное явление которых общезвестно.

На нескольких агрегатах высокого давления ( $p_{бар} = 86$  ат,  $D = 105$  т/час,  $p_{пит.нас} = 120 \div 105$  ат) колебания перепада давления на клапанах составляли  $\Delta p = 5 \div 17$  ат. После организации более частого и качественного ремонта питательных насосов, на которых износ направляющих дисков приводил к снижению давления, установки автоматов включения резерва и инструктажа персонала колебания перепада давления были уменьшены до  $\Delta p = 5 \div 12$  ат. При этом часть агрегатов работала на ручном регулировании питания, часть — на автоматическом. Несомненно, что с переводом на автоматическое питание всех агрегатов  $\Delta p$  должно еще уменьшиться. Однако уже сейчас можно утверждать, что требуемое снижение колебаний этого перепада может быть достигнуто лишь при установке всех питательных насосов с одинаковыми характеристиками  $p = f(Q)$ . Это означает, что для вновь проектируемых электростанций вся питательная группа электронасосов должна поставляться заводами из агрегатов с одинаковыми характеристиками, при этом возможно отпадет необходимость в дифференциальных регуляторах давления.

Регулирующие клапаны на котлах высокого давления несколько раз выходили из строя из-за скопления отложений под штоком клапана, затирания золотника, низкого качества сальниковых уплотнений и др. Заводы-поставщики должны учесть опыт эксплуатации и улучшить конструкцию клапанов. Дополнительные затраты, связанные с применением более качественных металлов и тщательностью изготовления, вполне окупятся повышением надежности, которая исключительно важна для таких ответственных органов, какими

<sup>1</sup> Важнейшей задачей является создание перегревателей с благоприятными динамическими характеристиками. Ред.

являются регулирующие клапаны для питания котлов.

Все указанные требования к регулирующим органам и трактам котлоагрегата, хотя и продиктованы условиями автоматизации, но они одновременно способствуют повышению экономичности и надежности работы оборудования.

Выше затронута лишь часть задач, которые поставлены вводом автоматических регуляторов тепловых процессов на электростанциях. В условиях эксплуатации решение их связано с преодолением значительных трудностей, с выполнением

больших трудоемких работ и капитальными затратами, между тем как в процессе проектирования электростанции, изготовления и монтажа оборудования все эти вопросы решаются несравненно легче и быстрее.

Однако, в то время как авторегуляторы и связанные с ними схемы регулирования быстро вводятся, непрерывно упрощаются и совершенствуются, несоответствия вновь вводимого основного оборудования, и в особенности котлоагрегатов, заводами-поставщиками устраняются, к сожалению, недопустимо медленно.

□ □ □

## Реконструкция сепаратора пыли системы ЦККБ

Инж. Л. Е. Вайзель, инж. С. Р. Вайницкий, инж. А. И. Гачегов  
и инж. И. В. Сладников

На одной из электростанций была произведена промышленная проверка нового сепаратора пыли (конструкция предложена инж. А. И. Гачеговым, Уралсибэнергочермет)<sup>1</sup>.

Сущность процесса сепарации пыли по предлагаемой схеме (рис. 1) заключается в следующем. Скорость потока аэромеси, поступающего после мельницы в сепаратор, резко уменьшается вследствие значительного увеличения площади сечения сепаратора по мере продвижения потока

к верхней части сепаратора. За счет снижения скорости выпадают наиболее крупные частицы топлива. В наибольшем сечении сепаратора поток встречает на своем пути конус, у которого происходит торможение частиц топлива и изменение направления их движения с вертикального на горизонтальное; в этом месте дополнительно выделяются крупные частицы, и, наконец, при повороте потока из-под конуса на выход из сепаратора происходит дальнейшая сепарация крупных частиц. Крупные частицы выпадают на стенки корпуса сепаратора, направляясь по рукаву возврата обратно в мельницу.

Регулирование тонкости помола производится путем изменения положения конуса. Зависимость  $R_{88}$  от положения конуса при работе на карагандинском каменном угле представлена на рис. 2. Исследования работы сепаратора в 1952 г. показали, что при крайнем нижнем положении конуса (что соответствует отметке  $e \approx 100$  мм) получается наиболее крупная пыль с  $R_{88} \approx 20\%$ . При подъеме конуса соответственно получается более мелкая пыль.

На тонкость помола влияет шаровая загрузка мельницы. При уменьшении шаровой загрузки получается более крупная пыль при том же положении конуса (верхняя кривая).

Основными преимуществами сепаратора являются:

1. Высокий к. п. д. и низкая кратность циркуляции (табл. 1).

Как видно из табл. 1, в широком диапазоне  $R_{88}$  от 13 до 21% —  $\eta_c$  более 90%, а кратность циркуляции приближается к единице. Эти данные свидетельствуют о том, что почти вся готовая пыль пропускается сепаратором и в возврате в мельницу почти нет готовой пыли (пробы пыли до и после сепаратора и возврата из него отбирались при помощи пылезабортной трубки).

2. Качество пыли, которое определяется отношением полного остатка  $R_{88}$  к полному остатку  $R_{200}$  при одинаковом значении  $R_{88}$  для пылосистемы, оборудованной сепаратором новой конструк-

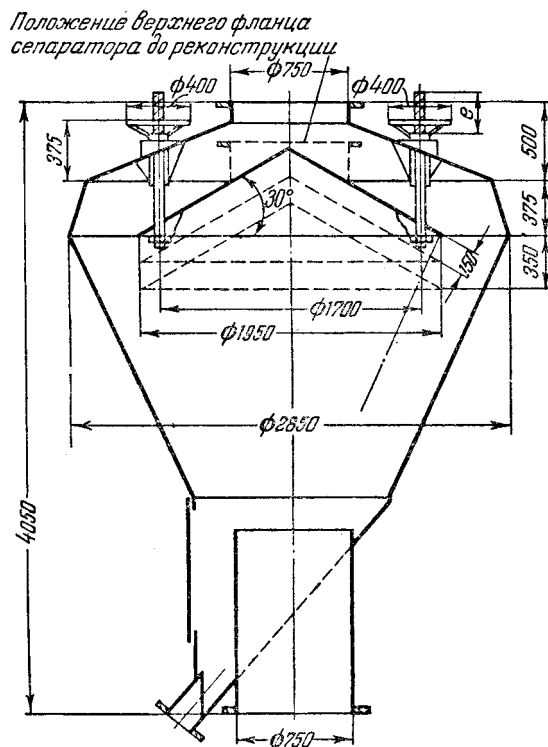


Рис. 1. Реконструкция типового сепаратора пыли ЦККБ.

<sup>1</sup> Аналогичные сепараторы исследовались ЦКТИ (в лабораторных условиях в 1939 г.) и Оргрэн на Калининской тэц на пневмомельнице „Пушка“ (см. М. М. Пешков, Пневматический размол топлива для сжигания под котлами малой и средней мощности, Госэнергоиздат, 1947).

## Основные показатели работы сепаратора гравитационного типа на карагандинском каменном угле

Наименование величин	Время проведения измерений						
	12/III	13/III	14/III*	14/III	24/III	24/III	24/III
Остаток $R_{88}$ в пробе после сепаратора $R_a$ , % . .	14,6	12,9	14,8	12,6	12,8	23,3	21,2
Остаток $R_{88}$ в пробе до сепаратора $R_6$ , % . . . .	22,1	14,4	15,6	14,8	18,0	24,8	24,8
Остаток $R_{88}$ в возврате из сепаратора $R_a$ , % . .	64,8	64,4	64,0	63,0	73,8	66,8	68,2
Коэффициент полезного действия сепаратора $\eta_c$ . .	93,8	98,8	99,8	98,0	97,5	98,5	97,0
Кратность циркуляции $K_c$ . . . . .	1,18	1,03	1,02	1,046	1,09	1,036	1,08
Отношение остатков на ситах $\frac{R_{88}}{R_{200}}$ . . . . .	8,1	6,5	7,0	7,4	—	—	—

ции, оказалось несколько выше, чем у всех остальных пылесистем (табл. 2).

3. Аэродинамическое сопротивление сепаратора новой конструкции значительно меньше, чем у нормальных сепараторов ЦККБ. При одинаковых скоростях аэропыли на входе в сепаратор сопротивление нового сепаратора в пылесистеме почти вдвое меньше, чем нормального сепаратора у других пылесистем ( $\Delta S_c$  пылесистемы с новым сепаратором равно 70 мм вод. ст., а  $\Delta S_c$  пылесистем с нормальными сепараторами составляют 120 мм вод. ст.), что позволило увеличить производительность мельничного вентилятора на  $8 \div 9 \text{ т м}^3/\text{час}$ .

4. Упрощается конструкция сепаратора, так как отпадает надобность в поворотных лопатках и уменьшаются затраты на ремонт сепаратора, связанный с износом лопаток и внутреннего конуса.

5. Сокращаются вес сепаратора и стоимость его изготовления.

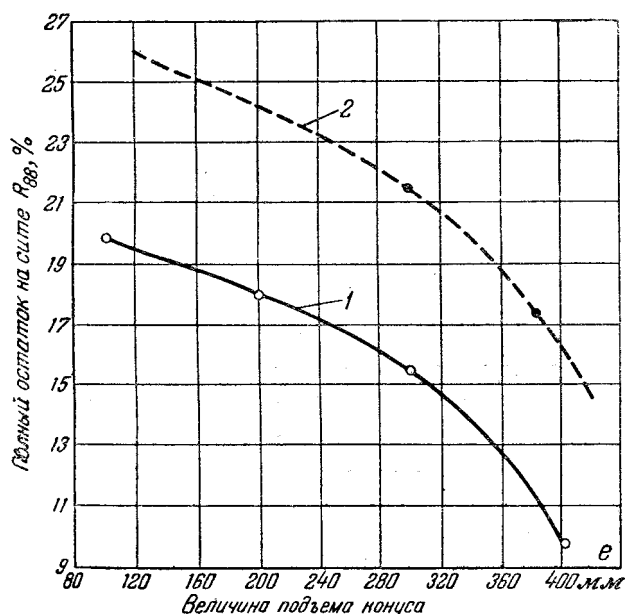


Рис. 2. Зависимость тонкости помола от положения конуса сепаратора (высота наружных болтов  $e$ ) и от шаровой загрузки мельницы (по току).

1 — по измерениям наладочной бригады ( $A_M = 56-57 \text{ а}$ ); 2 — по измерениям эксплуатационной группы электростанции ( $A_M = 50 \text{ а}$ ).

Таблица 2

## Тонкость помола пыли (эксплуатационные данные) при размоле карагандинского угля

Типовой сепаратор ЦККБ				Сепаратор после переделок на гравитационную схему			
Дата	$R_{200}$ , %	$R_{88}$ , %	$\frac{R_{88}}{R_{200}}$	Дата	$R_{200}$ , %	$R_{88}$ , %	$\frac{R_{88}}{R_{200}}$
1 III	3,2	16,4	5,1	5 III	2,0	14,4	7,2
3 III	2,8	15,6	5,6	—	1,8	14,6	8,1
7 III	3,6	17,8	4,9	—	—	—	—
7 III	3,8	18,0	4,7	14 III	1,8	11,4	6,4
7 III	4,0	14,0	3,5	14 III	2,0	14,8	7,4
7 III	—	—	—	14 III	1,6	11,2	7,0
7 III	3,2	17,2	5,4	14 III	2,4	15,6	6,5
Средние значения	3,45	16,5	4,9	—	1,9	13,7	7,1

Сопоставление результатов испытаний двух однотипных пылесистем, из которых одна оборудована обычным сепаратором ЦККБ, а другая — сепаратором новой конструкции, приведено в табл. 3 (обе системы оборудованы однотипными вентиляторами 28/650). Производительность пылесистемы, оборудованной новым сепаратором, оказалась на  $17,6-13,7=3,9 \text{ т/час}$  больше, что является результатом увеличения к.п.д. сепаратора и повышения вентиляции мельницы.

Удельный расход электроэнергии на пылеприготовление при этом снизился с 22,8 до 18,6 кВтч/т, т. е. на 4,2 кВтч/т, или на 18%. Здесь не учитывается еще то, что температура воздуха перед мельницей с сепаратором новой конструкции на  $115^\circ \text{С}$  ниже, чем в однотипной пылесистеме с обычным сепаратором.

**Результаты испытаний пылесистем при размоле карагандинского каменного угля**

Наименование	Мельница Ш-8 (сепаратор ЦККБ)	Мельница Ш-8 (сепаратор новой конструкции)
Рабочая влажность угля $W^p$ , % . . .	6,7	5,5
Тонкость помола пыли $R_{88}$ , % . . .	14,5	14,5
Влажность готовой пыли $W_n$ , % . . .	0,85	1,32
Производительность мельницы $B$ , т/час . . . . .	13,7	17,6
Температура воздуха перед мельницей $t'_m$ , °C . . . . .	280	165
Температура после мельницы $t''_m$ , °C . . . . .	64,5	53,5
Сопротивление сепаратора $\Delta S_c$ , мм вод. ст. . . . .	128	111
Производительность мельничного вентилятора $Q$ , м³/час . . . . .	24 900	34 200
Мощность, потребляемая мельницей $R_m$ , кВт . . . . .	243,9	228,0
Мощность, потребляемая мельничным вентилятором на пневмотранспорт $R_{м.в.}$ , кВт . . . . .	70	100

Наименование	Мельница Ш-8 (сепаратор ЦККБ)	Мельница Ш-8 (сепаратор новой конструкции)
Удельный расход электроэнергии на разمول $\mathcal{E}_m$ , кВтч/т . . . . .	17,7	12,9
Удельный расход электроэнергии на пневмотранспорт $\mathcal{E}_{м.в.}$ , кВтч/т . . . . .	5,1	5,7
Суммарный расход электроэнергии на пылеприготовление $\mathcal{E}_{м+м.в.}$ , кВтч/т . . . . .	22,8	18,6

### Выводы

1. Применение нового сепаратора (конструкции инж. Гачегова) для пылеприготовления каменных и тощих углей позволило увеличить производительность мельниц и снизить удельный расход электроэнергии на пылеприготовление.
2. Коэффициент полезного действия сепаратора по сити  $R_{35}$  получился высоким, а аэродинамическое его сопротивление—небольшим.
3. Конструкция предлагаемого сепаратора проста, элементы его мало подвержены износу благодаря малым скоростям потока аэропыли.



## Об упорядочении нормирования запасных частей на электростанциях<sup>1</sup>

Инж. А. С. Маломуж

Все запасные части на электростанциях можно разбить на следующие две группы:

1) запасные части, повседневно изнашивающиеся (шестерни редукторов, червячные пары и брони мельниц, подшипники, роторы дымососов и т. п.) и требующие периодической замены во время проведения текущего и капитального ремонтов;

2) запасные части аварийного назначения, создающие неснижаемый запас на случай замены вышедшей из строя детали (рабочие лопатки турбин, лабиринтовые уплотнения, стержни статорных обмоток генераторов, диски насосов и т. п.).

Запасные части первой группы при наличии эксплуатационного опыта можно планировать как по номенклатуре, так и по количеству и оборачиваемость их может быть строго регламентирована.

Запасные части второй группы должны обеспечить замену аварийно-вышедших из строя деталей, а поэтому они могут лежать на складе в течение многих лет. Определение номенклатуры

запасных частей и их количества в этом случае требует особенно тщательного подхода.

В нормируемых оборотных средствах электростанций удельный вес запасных частей представляет собой немалую величину. В качестве примера ниже приводятся данные нормативов по одной из грэс средней мощности:

Вспомогательные материалы . . . . .	1 170 тыс. руб.	19,5%
Топливо . . . . .	2 187 " "	36%
Запасные части . . . . .	2 052 " "	34%
Инструмент и приспособления . . . . .	108 " "	
Спецодежда . . . . .	187 " "	10,5%
Хозяйственный инвентарь . . . . .	324 " "	
<b>Итого . . . . .</b>	<b>6 028 тыс. руб.</b>	<b>100%</b>

Как видно из этих данных, в сумме нормируемых оборотных средств запасные части занимают примерно такое же место, как и топливо.

Несмотря на большой норматив по запасным частям, составляющий около 30 руб. на каждый киловатт установленной мощности, электростан-

<sup>1</sup> Печатается в порядке обсуждения. Ред.



ции часто страдают от отсутствия запасных частей. Особенно это относится к электростанциям, строящимся в несколько очередей, на которых, как правило, установлено оборудование различных типов.

На складе одной из таких электростанций имеется в качестве неснижаемого аварийного запаса: статорных обмоток к электродвигателям на сумму 218 575 руб.; рабочих лопаток турбин к различным ступеням — на 250 488 руб., роторов к насосам — на 71 340 руб., червячных пар к турбинам — на 43 000 руб., вкладышей для подшипников турбин — на 43 200 руб., лопаток к роторам дымососов — на 116 340 руб. и т. п.

Ежегодный расход запасных частей на этой электростанции в среднем равен 1 370 тыс. руб. Это в основном запасные части, требующиеся для периодической замены во время текущих и капитальных ремонтов.

Количество же запасных частей неснижаемого запаса, на случай аварийной замены не только не уменьшалось, но ввиду отсутствия определенных технических норм на них с каждым годом возрастало.

Большинство запасных частей, на сумму свыше 1 млн. руб., лежит на складе по 15—20 лет, т. е. с момента завоза.

Приведенные данные достаточно убедительно показывают, насколько назрела необходимость установления обоснованных норм запаса.

В 1947 г. Оргрэнс был выпущен проект норм неснижаемого запаса запасных частей для электрического и тепломеханического оборудования электростанций. В качестве опыта предприятиям было предложено составить заявки по этому проекту. При этом на одной из электростанций оказалось, что по этим нормам только неснижаемый запас котельного цеха превысил общий плановый норматив по запасным частям в 1,4 раза, а в целом по электростанции — в 2 с лишним раза. Проект оказался оторванным от техники и экономики и остался архивным документом. С тех пор, насколько нам известно, не было попыток вновь вернуться к этому вопросу.

В настоящее время, по нашему мнению, назрела необходимость организации базы запасных частей неснижаемого запаса (на случай аварийной замены) при Главэнергозапчасти Министерства, оставив на электростанциях запасные части по соответствующим нормам только для капитальных и текущих ремонтов. Филиалы базы можно иметь и в других городах при энергосистемах, без специального штата для этого, выполнение функций кладовщиков можно вме-

нить в обязанность имеющимся заведующим складами энергосистем, которые, кстати сказать, работают с большой недогрузкой, так как основные материалы и грузы поступают непосредственно в склады предприятий.

Изъятие у электростанций запасных частей неснижаемого запаса вместе с нормируемыми оборотными средствами на их сумму даст возможность не только наделить оборотными средствами вновь организуемую центральную базу, но и высвободить значительные оборотные средства, ибо количество запасных частей будет заметно снижено.

Кроме того, у электростанций останутся оборотные средства на запасные части только для капитальных и текущих ремонтов, что даст возможность успешнее бороться за их сокращение.

При наличии централизованного склада упрощается и задача составления норм неснижаемого запаса. Исходными данными для составления норм, кроме имеющихся эксплуатационных сведений, должны быть:

а) количество электростанций или энергетических систем, обслуживаемых данной централизованной базой;

б) количество и типы установленного на них электрического и тепломеханического оборудования.

Оргрэнс следует, учтя ошибки первого проекта, составить более реальные нормы с техническим и экономическим обоснованием.

Удобство создания централизованного склада запасных частей при Главэнергозапчасти обуславливается тем, что этому же главку подчинены заводы, изготовляющие большинство запасных частей, и специализированный трест по ремонту оборудования электростанций «Союзэнергоремонт».

Персоналу электростанций необходимо усилить работу в направлении снижения расхода запасных частей на капитальные ремонты, их взаимозаменяемость.

Следует также организовать на электростанциях реставрацию бывших в употреблении деталей, чему в настоящее время не уделяется должного внимания.

В работу по выявлению скрытых резервов, имеющихся на каждом предприятии, должны включиться все руководящие, инженерно-технические работники, рабочие-стахановцы и новаторы производства. В этом случае удастся полно и в короткий срок выполнить директивы XIX съезда КПСС о широкой мобилизации внутрихозяйственных источников на обеспечение роста социалистического накопления.

□ □ □



## Ущерб от зарастания трубопроводов приморских электростанций

Канд. техн. наук Н. А. Малишевский

Одним из затруднений, с которым приходится встречаться при эксплуатации почти всем приморским электростанциям, является обрастание водозаборных сооружений и особенно трубопроводов, подающих морскую воду в конденсаторы турбин.

Обрастание решеток, сеток и внутренних поверхностей подающих труб нарушает нормальную работу системы водоснабжения электростанций, а подчас даже вызывает полное или частичное прекращение подачи воды, что влечет за собой значительные потери электроэнергии и топлива.

Обследование электростанций, расположенных на берегах морей, показало, что только около 14% обследованных электростанций не страдает при эксплуатации от обрастания трубопроводов, а на 86% имеет место значительное обрастание. Так, например, на восьми объектах интенсивность обрастания составляла до 5 мм/год, на пяти — от 7 до 10 мм/год, на одном — 15 мм/год, а на одном даже 100—300 мм/год.

Борьбе с обрастанием до последних лет уделялось еще незначительное внимание. Примерно на половине приморских электростанций вообще не производится никакой очистки трубопроводов; на некоторых электростанциях производят промывку их в направлении движения воды, но с повышенными против нормальных скоростями воды и, наконец, на значительном числе электростанций, где отложения ракушки достигают большой плотности и не могут быть смыты, применяется механическая — ручная или механизированная очистка.

За последние годы на отдельных электростанциях были произведены попытки, в ряде случаев вполне успешные, борьбы с обрастанием труб путем действия на отложения химическими реагентами — медным купоросом, хлором и пр.

Ориентировочный подсчет показывает, что ежегодный ущерб, наносимый энергохозяйству в результате зарастания водоводов, довольно значителен.

Не разбирая природы и состава отложений и характера их образований в различных морских водоемах, можно считать, что зарастание трубопроводов приводит к уменьшению их живого сечения и, следовательно, увеличению скорости протекания воды при том же расходе, а также и увеличению шероховатости внутренней поверхности стенок трубы. В результате значительно увеличиваются гидравлические потери в трубах и расход электроэнергии на перекачку воды.

Установить величину повышения напора насосов в результате обрастания не всегда возможно, поскольку обычно отсутствуют сравнительные данные. Поэтому можно воспользоваться опытными данными по измерению толщины отложения ракушки и потери напора в трубопроводе при каком-либо известном расходе воды.

В 1947 г. по заданию Харьковского отделения Теплоэлектропроекта Эпроном и Каспморпроектотом были обследованы два металлических прямых трубопровода диаметром 1800 мм, длиной по 565 м каждый, уложенных на дне моря, под слоем воды ~ 3—4 м с входным оголовком диаметром 980 мм.

За 6 лет эксплуатации средняя толщина обрастаний достигла 75 мм, в результате чего внутренний диаметр труб уменьшился до 1650 мм. При расходе в каждой трубе 1,67 м<sup>3</sup>/сек потери напора в трубопроводе составили 950 мм вод. ст.

Путем сопоставления фактических потерь напора в трубопроводе с потерями, определенными расчетом для того же трубопровода при отсутствии загрязнений, можно установить, насколько возрастают потери при обрастании труб.

Дальнейшими приближенными расчетами путем же материала автором выведена величина коэффициента шероховатости. В качестве первого приближения можно принять эту величину равной 0,02.

Мощность, затрачиваемая на преодоление дополнительного сопротивления за счет обрастания трубопровода, в рассмотренном примере составляет 20,5 кВт, а стоимость теряемой электроэнергии за год равна приблизительно 10 000 руб.

Эта цифра учитывает ущерб при обрастании только самотечных трубопроводов. Сюда не входят потери, происходящие вследствие зарастания напорных трубопроводов, величина которых (как показывают расчеты) значительно выше.

По данным обследования напорных водоводов, подвергавшихся весьма интенсивному обрастанию, сопоставительным расчетом, аналогичным упомянутому выше, было установлено, что коэффициент шероховатости в покрытых отложениями напорных трубопроводах может быть принят таким же, как и для самотечных трубопроводов.

На основании произведенных подсчетов можно установить в первом приближении величину ущерба, наносимого обрастанием водоводов приморских электростанций.

Учитывая, что количество трубчатых водозаборов невелико и скорости в них малы и что системы отводящих водоводов и каналов не об-

растают, соответствующий подсчет был произведен только для систем напорных водоводов.

С учетом увеличения коэффициента шероховатости и уменьшения расхода воды, пропускаемой по заросшему трубопроводу, можно считать, что на каждые 100 000 кВт установленной мощности дополнительно расходуется в связи с обрастанием трубопроводов 1 500 000 кВтч, что соответствует ежегодным затратам ~ 125 000 руб.

Если далее учесть, что снижение расхода воды, получающееся в ряде случаев при обрастании водоводов, ухудшает вакуум в турбинах и вызывает соответствующий перерасход топлива, то общий ущерб можно оценить примерно в 500 000 руб./год.

Следует отметить, что обрастанию трубопроводов зачастую сопутствует явление биологического обрастания трубок конденсатора, вызывающее по-

нижение теплопроводности их стенок и резкое снижение вакуума в паровой части.

Ущерб, который, однако, несут приморские электростанции вследствие обрастания трубок конденсатора, труднее поддается подсчету и может значительно превышать ущерб от обрастания водоводов<sup>1</sup>.

Мероприятия, проводимые для устранения за-  
растания в трубопроводах, в большинстве случаев являются эффективным методом борьбы и с обрастанием трубок конденсаторов.

На базе имеющегося отечественного опыта борьбы с зарастанием необходимо наладить систематическую борьбу с ним на всех приморских электростанциях.

<sup>1</sup> „Электрические станции“, 1949, № 3, стр. 47.

□ □ □

## Работа катионитовых фильтров на частично осветленной воде

Инж. В. А. Варнелло

Вопрос о возможности работы катионитовых фильтров на воде, содержащей взвешенные вещества, представляет значительный интерес, так как в ряде случаев допустимо содержание взвеси в умягченной воде. Ниже приводятся данные о работе двух промышленных водоподготовительных установок производительностью 150 и 280 т/час на воде, содержащей значительные количества взвешенных веществ.

Первая установка обрабатывает речную воду по схеме фильтрование (без коагуляции) и параллельное Н—Na-катионирование. Умягченная

вода предназначена для питания паровых котлов с рабочим давлением 15 ат.

Катионитовые фильтры загружены сульфогелем, имеющим средний диаметр зерен 0,86 мм при коэффициенте неоднородности 1,67 и высоте слоя катионита 2,5 м. Среднемесячная обменная способность катионитовых фильтров колебалась от 300 до 400 г-экв/м<sup>3</sup>. При этом остаточная жесткость фильтрата не превышала 18 мг-экв/л.

В периоды весенних паводков количество взвешенных веществ в речной воде колебалось от 20 до 140 мг/л. Кварцевые фильтры задержи-

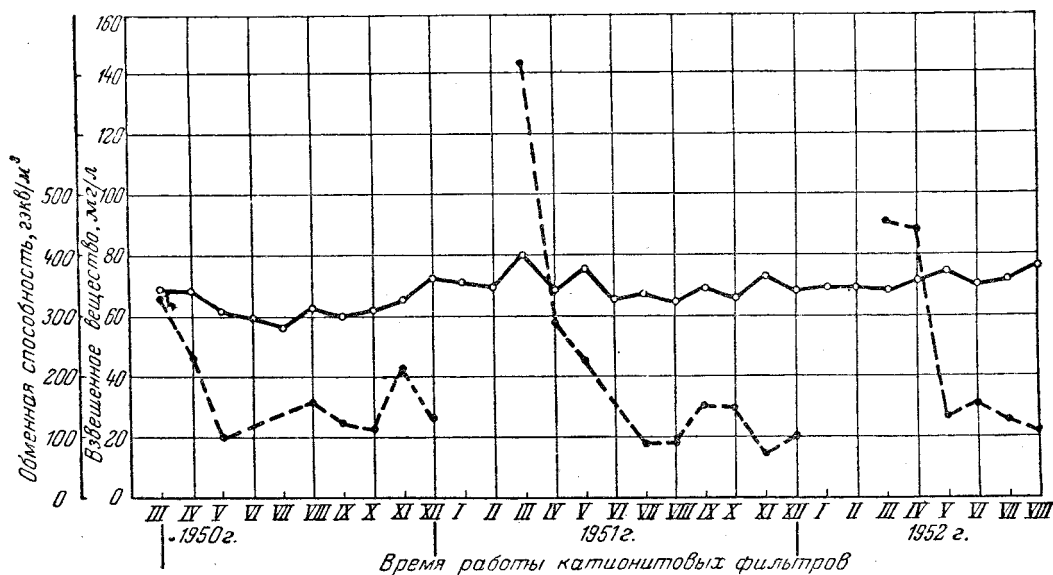


Рис. 1. Колебания обменной способности катионитовых фильтров первой установки при умягчении частично осветленной речной воды.

— обменная способность фильтров; — — — количество взвешенных веществ в речной воде.

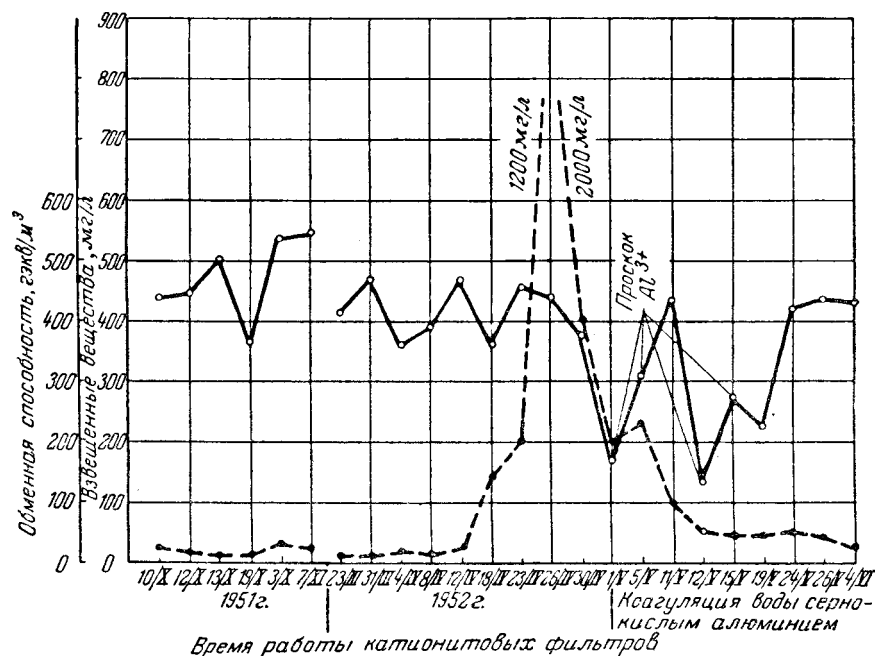


Рис. 2. Колебания обменной способности катионитовых фильтров второй установки при умягчении частично осветленной речной воды.  
 — обменная способность фильтров; — — — количество взвешенных веществ в речной воде.

вали 25—30% всей содержащейся в воде взвеси. На катионитовые фильтры соответственно поступала вода с содержанием взвеси 14—120 мг/л.

Данные, характеризующие работу катионитовых фильтров этой установки за период 1950—1952 гг., приведены на рис. 1.

В период паводка обменная способность катионитовых фильтров несколько снижалась (на 5—6%), но быстро восстанавливалась после проведения взрыхления катионита в течение 20—25 мин. Катионитовые фильтры дополнительно задерживали помимо кварцевых фильтров еще до 35% взвеси, причем основная ее масса отлагалась в верхнем, наиболее мелком слое катионита и легко удалялась из фильтра при взрыхлении. Количество взвешенных веществ в умягченной воде колебалось от 10 до 60 мг/л.

Вторая установка, работающая также по прямой схеме с параллельным H—Na-катионированием, обрабатывала цекоагулированную воду другой реки. Предочистка состоит из крупнозернистых и мелкозернистых антрацитовых фильтров, работающих последовательно. Умягченная вода потребляется для питания паровых котлов среднего давления (34 ат).

Крупнозернистые фильтры загружены дробленым антрацитом крупностью 1,0—2,5 мм, высота слоя загрузки — 2,0 м. Мелкозернистые фильтры загружены антрацитом крупностью 0,5—1,0 мм, высота слоя загрузки — 1,0 м. Катионитовые фильтры загружены сульфоглем со средним диаметром частиц 0,48 мм и с коэффициентом неоднородности 1,78. Высота слоя катионита — 2,3 м. В период весеннего паводка 1952 г. вода коагулировалась периодически.

Данные, характеризующие работу катионитовых фильтров этой установки за период 1951—1952 гг., приведены на рис. 2.

Как видно из графика, обменная способность катионитовых фильтров в пусковой осенне-зимний период колебалась от 375 до 540 г-экв/м³, причем глубина умягчения колебалась от 4 до 11 рг-экв/л.

При работе установки в период паводка без предварительной коагуляции воды обменная способность катионитовых фильтров колебалась от 360 до 420 г-экв/м³. При этом количество взвешенных веществ в речной воде доходило до 2000 мг/л.

Крупнозернистые и мелкозернистые антрацитовые фильтры задерживали до 40% взвешенных веществ, а катионитовые фильтры дополнительно снижали содержание взвеси в воде на 35%. Содержание взвешенных веществ в умягченной воде в период паводка колебалось от 30 до 300 мг/л. Повышенное содержание взвешенных веществ в умягченной воде (250—300 мг/л) было лишь в период пика паводка, примерно в течение двух суток.

При проскоке на катионитовые фильтры алюминия во время коагуляции воды обменная способность катионита резко падала. Остаточная жесткость фильтрата столь же резко возрастала. После прекращения коагуляции и проведения ряда регенераций обменная способность катионита восстанавливалась до прежнего уровня.

Приведенные данные показывают, что катионитовые фильтры могут удовлетворительно работать на воде, содержащей природную взвесь.



# Применение мостового крана в котельной

Инж. В. П. Белов

Трестом Центроэнергомонтаж еще в 1938 г. на одной электростанции при монтаже прямооточного котла был применен мостовой кран грузоподъемностью 15/3 т. С помощью указанного крана в дальнейшем были смонтированы четыре прямооточных котла.

Успешное применение мостового крана показало, что он является наиболее эффективным и перспективным грузоподъемным механизмом для монтажа котлов. К сожалению, существовавшие в то время условия (низкие здания котельных, недооценка значения применения в котельных мостовых кранов; особенности монтажных работ в период Великой Отечественной войны) задержали широкое их применение.

Только с 1949 г. Теплоэлектропроект начал проектирование зданий котельных с учетом возможности применения мостовых кранов для монтажа котельного оборудования.

Трестом Центроэнергомонтаж в 1949 г. был спроектирован специальный мостовой кран (рис. 1), имеющий следующие характеристики.

Грузоподъемность . . . . .	30 т (при двух самостоятельных тележках по 15 м)
Пролет . . . . .	25,5 и 30,5 м
Высота подъема крюка . . . . .	35 м
Скорость подъема груза . . . . .	5 м/мин
Скорость передвижения тележек . . . . .	12,6 м/мин
Скорость передвижения моста . . . . .	33 м/мин
Вес крана . . . . .	45 т
Питание переменным трехфазным током при напряжении . . . . .	380 в
Управление краном . . . . .	контроллерами из кабины

Скорость подъема и передвижения приняты несколько уменьшенными по сравнению с нормальными мостовыми кранами для облегчения выполнения сопряжений монтируемых элементов. Однако выбранная скорость подъема (5 м/мин) повышена против скоростей, применяемых обычно для подъема монтажными стрелами и Г-образными кранами. Две тележки выбраны для уменьшения габарита по высоте.

Кран выполнен сборно-разборным, для чего основные балки соединяются между собой болтами.

Первый монтаж с помощью указанных кранов был проведен в 1951—1952 гг. на одной из сооружаемых тэц. Монтаж крана производился с ферм здания помощью двух полиспастов без нарушения целостности кровли.

Компоновка котельной не предусматривала монтажа котлоагрегата мостовым краном и расстояние от низа ферм до верха каркаса составляло всего 3,5 м (рис. 2).

Лишь малые габариты крана по высоте дали возможность применить его в указанной компо-

новке, причем после установки на место пароперегревателя кран над котлом передвигаться уже не мог, что в значительной степени ограничивало возможность его использования.

Мостовой кран был использован для монтажа собственно котлоагрегата ТП-170, сборки блоков на площадке котельной, разгрузки поступающего на платформах оборудования и подачи обмуровочных материалов.

Блоки каркасов котла собирались в котельной, блоки поверхности нагрева на улице — непосредственно у торцевой стены котельной.

Подача блоков и отдельных элементов оборудования весом до 10 т производилась в котельную на платформе по двум железнодорожным путям, причем погрузка их осуществлялась железнодорожным краном грузоподъемностью в 10 т. Блоки весом более 10 т подавались в котельную на санях трактором.

Общий вес оборудования, смонтированного блоками, составил 562 т с коэффициентом блочности 69,2%. Столь низкий коэффициент блочности является в большой степени следствием недостаточной высоты котельной и невозможности в силу этого полноценного использования мостового крана.

Метод и последовательность подъема боковых стенок котла весом по 31 т показаны на рис. 3.

При наличии двух тележек подъем стенок каркаса хвостовой части котла, располагающихся перпендикулярно оси крана, производится при помощи специальной траверзы.

Как видно из рис. 2, большой барабан котла весом 40 т располагается значительно смещенным влево относительно оси котельной, а следовательно, от середины пролета моста крана. Это дало возможность, не выходя за пределы допустимых напряжений, использовать мост крана для подъема барабана, превосходящего весом нормальную грузоподъемность крана.

Для этого подъема грузоподъемные блоки крана были заменены на 25 т, количество ниток полиспастов увеличено с 4 до 6 и введены дополнительно два однорольных блока и траверза; при этом основные тележки крана были использованы без их перегрузки.

Барабан был подан в ячейку последующего котла и застроплен, после подъема мост крана вместе с поднятым барабаном переместился в ячейку монтируемого котла и барабан спущен на место, без передвижения тележек крана.

Учитывая, что вес барабана котла ТП-230 составляет более 40 т, а также что использовать такую схему подъема барабана невозможно для последнего котла в котельной, Центроэнергомонтажом разработана типовая схема подъема бара-

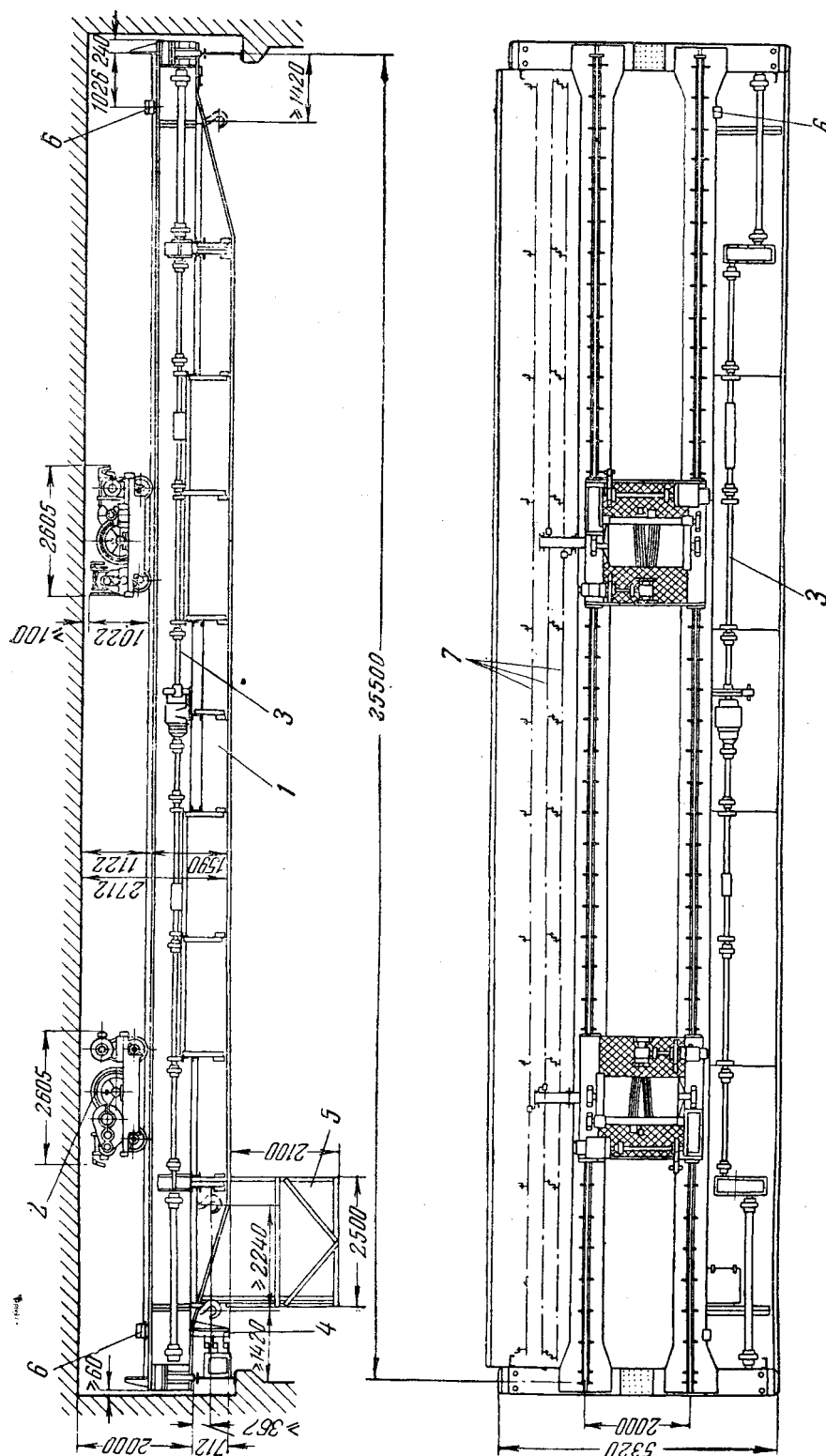


Рис. 1. Мостовой монтажный кран конструкции треста Центроэнергомонтаж.

1 — мост крана; 2 — тележка грузоподъемностью 15 т; 3 — механизм передвижения; 4 — главный токоприемник; 5 — кабина; 6 — конечный выключатель; 7 — троллей из уголков 50 X 50 X 5 мм,  $l=24\ 600\ мм$ .

банов указанным мостовым краном, приведенная на рис. 4.

Мостовым краном производилась также подача обмуровочных материалов в контейнерах, причем опыт работы показал, что при монтаже одного котла подобная подача вполне возможна и рациональна без ощутимых задержек в монтаже собственно котла.

В результате применения мостового крана продолжительность монтажа до гидравлического

испытания составила 62 дня, а сушка и щелочение были окончены через 92 рабочих дня.

Вследствие того, что после установки перегревателя, как это указывалось выше, кран уже не мог заходить на котел и, следовательно, в монтаже практически не участвовал, он использовался всего 54 рабочих дня. За это время кран проработал 77 смен, откуда средняя сменность работ

крана составила  $\frac{77}{54} = 1,43$ .

Характер загрузки крана приведен в табл. 1.  
Таблица 1

Наименование работ	Количество смен	Вес, т	Загрузка крана, т/смена
Монтаж . . . . .	39	762	19,5
Разгрузка вагонов . . . . .	1	120	120
Перемещение оборудования	7	248	35,6
Подача обмуровочных материалов . . . . .	3 *	135	45
Прочие работы <sup>1</sup> . . . . .	9	219	—
Всего . . . . .	59	1484	—

<sup>1</sup> В число прочих работ вошла главным образом перемещение и погрузка на железнодорожные платформы демонтированного оборудования временной котельной.

\* Три смены, затраченные на подачу обмуровочных материалов, являются лишь частью этих работ, вошедших в наблюдаемое бригадой нормативно-исследовательской станции время.

В табл. 2 приведены данные о затратах времени на отдельные операции при монтаже стенок экрана и барабанов.

Таблица 2

Операции	Стенки экранов	Малый барабан	Большой барабан
Строповка . . . . .	4÷10 мин. (5÷15%)	55 мин. (44%)	3 ч. 49 м. (47%)
Подъем и перемещение .	11÷15 мин. (10÷27%)	15 мин. (12%)	1 ч. 03 м. (13%)
Установка и крепление на болты . . . . .	15—47 мин. (25÷50%)	47 мин. (38%)	8 мин. (2%)
Обратный ход крана . .	2÷3 мин. (6÷18%)	7 мин. (6%)	7 мин. (2%)
Растроповка . . . . .	—	—	3 часа (37%)

Приведенные в таблицах данные показывают, что имеющиеся возможности крана использованы далеко не полностью.

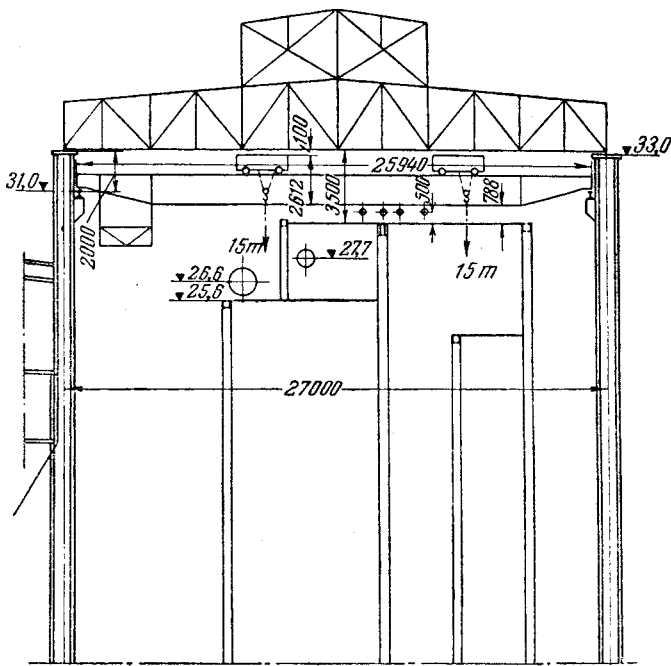


Рис. 2. Компоновка котельной.

Данные об использовании крана за этот период (77 смен) следующие<sup>1</sup>:

Полезная работа . . . . .	59 смен (77%)
Простой . . . . .	18 » (23%)
Из них на ремонты . . . . .	6 » (9%)
» организационные . . . . .	12 » (14%)

<sup>1</sup> Заимствованы из материалов нормативно-исследовательской станции ЦНИБ при тресте Центроэнергомонтаж.

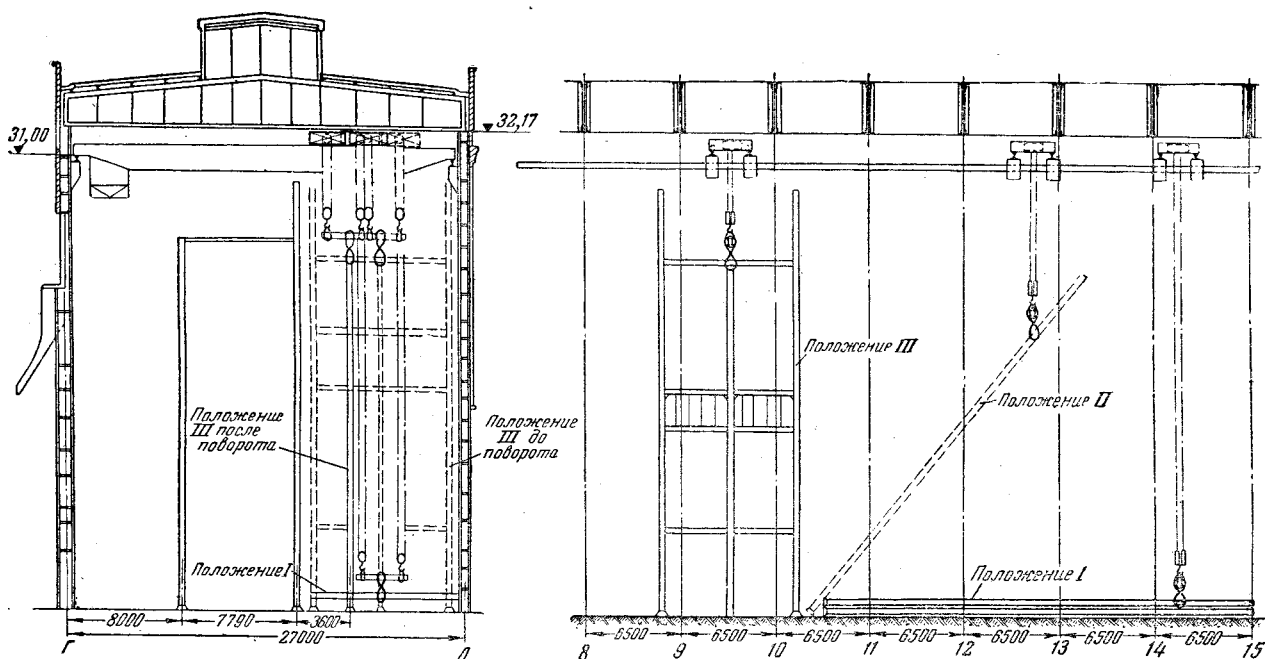


Рис. 3. Последовательность подъема боковых стенок котла весом по 31 т.



# Обнаружение витковых замыканий в роторах турбогенераторов

Инж. Б. А. Хомутов

Витковые замыкания в роторных обмотках турбогенераторов (особенно производства некоторых иностранных фирм) являются довольно частым видом повреждения.

После того как было установлено явление сокращения меди нижних витков паза под совместным действием температурных и центробежных усилий, стало очевидным, что для некоторых неудачных конструкций (например, фирмы АЕГ) появление витковых замыканий со временем практически неизбежно.

Для обнаружения мест повреждения автором предложен способ проверки при помощи «магнитной скобы», основанный на сопоставлении намагничивающей силы отдельных катушек обмотки, включенной на переменный ток. Ранее при-

мерно такой же способ применялся для определения витковых замыканий в статорных обмотках электродвигателей при вынутом роторе.

Магнитная скоба (рис. 1) представляет собой шихтованный П-образный сердечник, имеющий размеры, достаточные для полного охвата паза по поверхности ротора. На магнитопроводе помещена катушка, на которую включен миллиамперметр переменного тока.

Полюса скобы приблизительно подгоняются по диаметру ротора и при измерениях должны плотно прижиматься к его зубцам.

Наличие краски и обычных для точеных деталей неровностей на измерения не влияет. Измерения дают отчетливые результаты как при снятых, так и при надетых бандажных кольцах, причем в последнем случае измерения эффективнее вести в средней части ротора, а при одном снятом и другом надетом кольце — со стороны, противоположной надетому бандажному кольцу. Повидимому, это объясняется особенностями распределения токов в бочке ротора при надетых и снятых бандажных кольцах.

Ниже приводятся результаты измерений при аварийно-восстановительном ремонте турбогенератора ВВС 27 500 ква.

В обмотку ротора подавалось напряжение переменного тока 320 в. Намагничивающий ток колебался в пределах 10–14 а в зависимости от наличия витковых замыканий в обмотке.

На рис. 2 приведены «магнитограммы» пазов, составленные по показаниям прибора магнитной скобы; магнитограммы сопоставлены с измерениями распределения напряжения на катушках; измерения выполнялись путем проколов изоляции лобовых частей.

Как видно из этих кривых, способ магнитной скобы дает в общем вполне правильные и отчетливые результаты, причем в ряде случаев превосходит по точности способ измерения распределения напряжений.

После сопоставления этих двух методов на последующих стадиях ремонта кривые распределения напряжения не снимались ввиду явного превосходства предложенного метода магнитной скобы, по простоте измерений, малой затрате времени и точности результатов. Методом «магнитной скобы» было обнаружено семь витковых замыканий, во всех случаях, безошибочно; из них два случая при надетых бандажных кольцах. Применение способа измерения распределения напряжения между катушками при надетых бандажных кольцах невозможно.

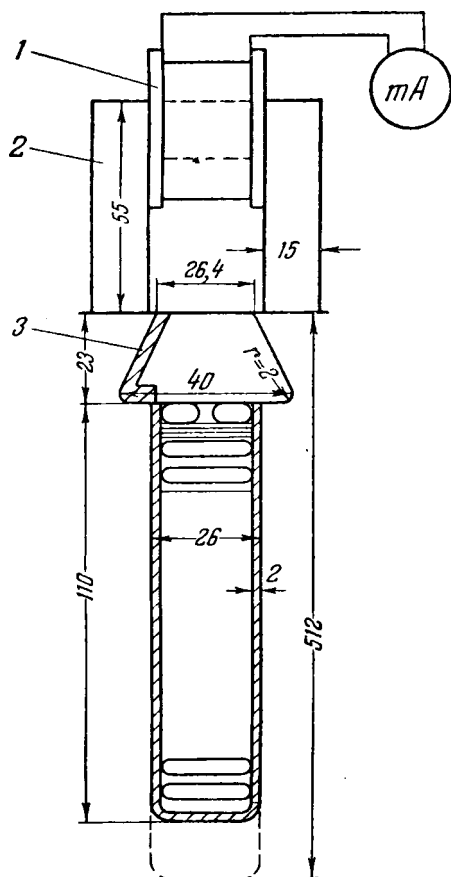


Рис. 1. Конструкция магнитной скобы и ее положение при измерениях.

1 — катушка, 600 витков; провод ПЭ-0.4 мм;  
2 — сердечник реле ИТ-81; 3 — немагнитная прокладка (латунь).



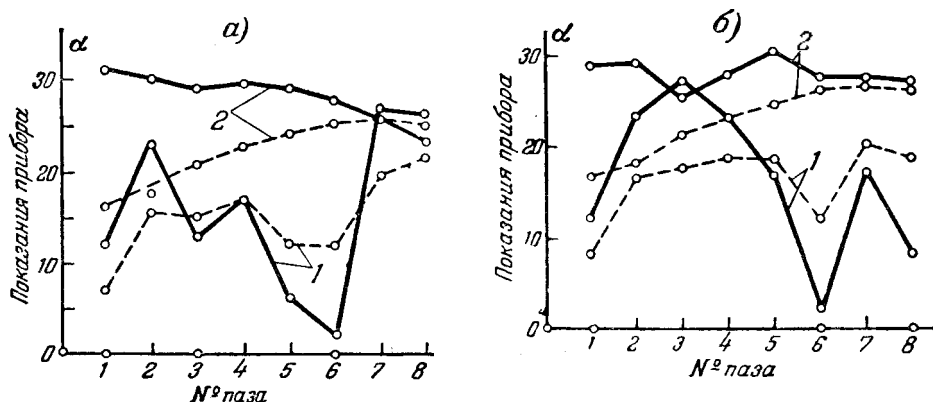


Рис. 2. „Магнитограммы“ пазов и распределение напряжений по катушкам полюсов ротора при снятых бандажных кольцах.

а — витковые замыкания в лобовых частях катушек № 1, 3, 6; б — витковые замыкания в лобовых частях катушек № 1, 6, 8 (устранено витковое замыкание в катушке № 3, но появилось в катушке № 8).

Сплошная линия — кривая магнитной скобы; пунктирная — кривая распределения напряжений. 1 — поврежденный полюс; 2 — неповрежденный полюс.

Успешные результаты, полученные при применении способа «магнитной скобы» на данном ремонте, позволяют рекомендовать этот метод к широкому применению с целью дальнейшего накопления опыта. Измерения следует проводить при

всех ремонтах генераторов с выемкой ротора независимо от того, предстоит ли ремонт обмоток и снимаются ли бандажные кольца. Способ прост и нетрудосмок: на измерения по обоим полюсам ротора требуется всего несколько минут.

□ □ □

## О креплении активной стали гидрогенераторов

Канд. техн. наук Г. Н. Тер-Газарян

На ряде гидрогенераторов, работавших в симметричном режиме, были случаи отрыва сварных швов брусев, на которых собирается активная сталь. Один из таких случаев привел к аварии, выведшей гидрогенератор из эксплуатации на продолжительный срок.

Поэтому, несмотря на то, что обрывы швов не являются распространенным повреждением, рассмотрение причины их возникновения представляет интерес для учета при изготовлении гидрогенераторов на заводе и при их эксплуатации.

Нарушение целостности швов может быть следствием чрезмерных напряжений, принципиально свойственных данной конструкции, т. е. объясняется тяжелыми условиями работы или неудачным конструктивным решением. С другой стороны, отрыв швов может быть следствием недостатков исполнения и эксплуатации данной конструкции. Не исключено, конечно, и совокупное действие обоих этих причин.

В соответствии с изложенным рассмотрим две группы усилий, действующих на сварные швы. Усилия первой группы возникают от тяжения полюсов и момента. Их будем считать основными.

Усилия второй группы являются дополнительными и зависят от качества исполнения данной конструкции. При этом целесообразно из этой группы усилий выделить причины ослабления швов вследствие недостатков сварки, так как они являются типичными.

### Усилия и напряжения в сварных швах от тяжения полюсов и электромагнитного момента

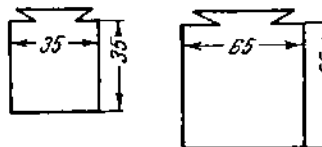
Считаем, что усилия тяжения полюсов и момента распределяются равномерно между всеми сварными швами. Распределение напряжения в самом сварном шве примем также равномерным. Как показывают опыты<sup>1</sup>, эти условия практически вполне реальны.

В обычной конструкции крепления активной стали усилия тяжения полюсов и момента воспринимаются, кроме швов приварки брусев, еще и нажимными сегментами, спрессовывающими активную сталь. Это обстоятельство, уменьшающее напряжение в швах, в данном случае не учитываем.

Кроме того, активная сталь, работающая как монолитная оболочка, воспринимает часть тяжения полюсов, и поэтому это усилие на брусья и сварные швы передается лишь частично. Не будем учитывать и этого обстоятельства, весьма разгружающего швы на генераторах малого и среднего габарита.

При сделанных предположениях весьма просто рассчитать усилия и напряжения, приходящиеся

<sup>1</sup> Г. Н. Тер-Газарян и Б. Б. Тимофеев, Несимметричный режим крупного гидрогенератора, „Электрические станции“, 1952, № 7.

Завод-изготовитель гидрогенераторов	Мощность, тыс. кВт	Скорость вращения, об/мин	Число клиньев крепления активной стали	Число клиньев на 1 м длины корпуса статора	Число узлов приварки клиньев на весь корпус	Число швов приварки клиньев на весь корпус	Площадь швов приварки клиньев на 1 клин, см <sup>2</sup> *	Усилие от тяжения магнитного поля на 1 клин, кг	Напряжение от тяжения шва в шве приварки клиньев, кг/см <sup>2</sup>	Усилие от вращающего момента на 1 клин, кг	Напряжение от вращающего момента в шве приварки клина, кг/см <sup>2</sup>	Размеры клина, мм
„Электросила“ . .	72	83,3	120	3	600	1 800	125	10 600	85	950	7,6	
„ . . .	55	60	140	3,2	700	1 400	70 ÷ 100	10 000	143 ÷ 100	800	11,5 ÷ 8	
„ . . .	23	375	50	4,5	150	450	40	8 000	200	430	11	
„ . . .	13	500	32	3,7	96	290	40	5 500	138	360	9	
ASEA . . . . .	37,5	357	50	4,5	200	400	100	10 500	105	750	7,5	
„English Electric“	8	500	38	4,8	152	152	50	3 100	62	200	4	

\* Площадь швов принята одинаковой для усилий тяжения и момента, что вполне допустимо в данных ориентировочных подсчетах.

на шов, в зависимости от конструктивных данных гидрогенератора и размеров швов. Результаты такого расчета для нескольких разнотипных генераторов представлены в таблице. Они характерны для гидрогенераторов вообще. Из таблицы видно, что основная нагрузка швов создается усилием тяжения полюсов, которое при плотной шихтовке и стыковке активной стали будет меньше усилий, полученных без учета жесткости стали. Усилие тяжения полюсов, кроме постоянной составляющей, имеет и знакопеременную часть частоты 100 гц, объясняемую неравномерностью индукции в воздушном зазоре. Однако, как показывают опыты<sup>2</sup>, амплитуда этого знакопеременного усилия, составляющего обычно небольшую часть тяжения полюсов постоянного знака, весьма далека от предела усталости.

Таким образом, можно заключить, что при нормальном исполнении обычной конструкции крепления активной стали усилия тяжения и момента не вызывают значительных напряжений в сварных швах. Следовательно, эта конструкция вполне удовлетворительна в смысле уровня механических напряжений, возникающих в сварных швах от основных усилий.

### Дополнительные усилия

Дополнительные усилия вследствие недостатков исполнения и эксплуатации могут появиться в сварных швах по следующим причинам:

1. Вращающий момент рабочего колеса турбины содержит закономерную составляющую.
2. Ротор агрегата сбалансирован не идеально.
3. Удары в кавитационном режиме.
4. Неравномерность воздушного зазора.
5. Неплотная прессовка активной стали.
6. Неплотная стыковка разъемных частей статора.
7. Монтажные напряжения.

Исследование усилий, приходящихся на сварные швы крепления активной стали, проведенное на большом числе гидрогенераторов, показало, что изготовление отдельных деталей, их сборку и монтаж можно провести так, что дополнительные усилия окажутся весьма небольшими и нагрузка на швы будет распределена практически равномерно, а напряжения в них будут опреде-

ляться главным образом основными усилиями. Примером этого может служить ряд гидрогенераторов завода «Электросила», изготовленных и собранных именно так. Наряду с такими гидрогенераторами в эксплуатации встречаются гидрогенераторы, на которых напряжения в сварных швах вследствие дефектов сборки и изготовления задаются дополнительными усилиями и могут оказаться чрезмерными.

Остановимся на дополнительных усилиях более подробно.

Вследствие первых трех из указанных выше причин дополнительные усилия появляются в роторе гидроагрегата и передаются на конструкцию крепления активной стали через подшипник и лапы крестовины. Опытное исследование 25 гидроагрегатов различных типов и мощностей, включающее и наиболее крупные гидроагрегаты в Советском Союзе, показывает, что дополнительные переменные усилия на швах брусьев от переменной составляющей момента турбины и неидеальной балансировки ротора обычно невелики.

Переменные усилия в кавитационном режиме могут быть в несколько раз больше, чем без кавитации. Однако в кавитационном режиме обычно стараются не работать.

Неравномерность воздушного зазора приводит к появлению дополнительных односторонних радиальных тяжений постоянного знака, имеющих и знакопеременную составляющую частоты 100 гц, а также к неравномерному распределению усилий между швами. При неплотной шихтовке стали и стыковке разъемных частей статора эти дополнительные усилия могут целиком передаваться на сварные швы брусьев и нажимные пальцы.

Неплотная стыковка является причиной возникновения дополнительных касательных усилий постоянного и переменного знаков. Действительно, при неплотной стыковке под воздействием потока, замыкающегося через спинку и зазор в стыке, разъемные части испытывают силу притяжения, величина которой уменьшается с уменьшением потока через место стыка по мере перемещения полюса. То же повторяется при прохождении места стыка следующим полюсом. Таким образом, частота этих усилий также равна 100 гц. Они могут восприниматься швами приварки брусьев. Данные эксплуатации показывают, что неравномерность зазоров составляет обычно 10 ÷

<sup>2</sup> Г. И. Тер-Газарян, Исследование вибрации гидрогенератора, „Электричество“, 1952, № 7.

15%. При этом дополнительное одностороннее тяжение не превышает 25% номинальной силы тяжения полюсов, соответственно увеличивается и знакопеременная составляющая. Однако встречается неравномерность и значительно бо́льшая. Например, на одном из наиболее крупных гидрогенераторов СВ-12400/170-100 завода «Электросила» неравномерность зазоров во много раз превышала указанную и сила одностороннего тяжения существенно увеличивала радиальное усилие.

На другом, также крупном гидрогенераторе СВ-1160/180-72 завода «Электросила» зазоры в стыках «шестерок» статора доходили до 2 мм, а дополнительное касательное усилие до 40% от усилия нормального момента.

Осмотром конструкции крепления активной стали на обоих указанных гидрогенераторах можно легко установить несимметричное расположение отдельных ее элементов, явные сборочные напряжения вследствие недостаточно точного изготовления отдельных частей, неодинаковые размеры сварных швов и ряд других недостатков.

Очевидно, что в таких случаях нельзя рассчитывать на равномерное распределение усилий в швах приварки. Скорее следует ожидать существенной перегрузки одних швов за счет недогрузки других. Это и оказалось в действительности, как было установлено измерением.

При таком перераспределении усилий не представляется возможным указать пределы механической напряженности отдельных швов.

Можно лишь полагать, что это напряжение постоянно и переменного знаков окажется значительно бо́льшим, чем рассчитывалось при конструировании машины. Отсюда должен быть сделан вывод, что в целях нормальной работы сварных швов необходимо строго контролировать качество выполнения конструкции крепления активной стали на заводе, а также периодически проверять в эксплуатации зазоры и плотность пресовки активной стали.

### **Ослабление швов вследствие недостатков сварки**

Современная технология сварки и развитие сварочного дела позволяют выполнять сварные швы, не уступающие по прочности целому металлу при статической и знакопеременной нагрузке.

Насколько можно судить по визуальному осмотру швов приварки брусьев, произведенному на большом числе гидрогенераторов завода «Электросила», они выполнены не высококачественными, а тонкобразными электродами, при которых механические качества швов получаются значительно худшими. Все швы валикового типа и необработаны.

Между тем установлено, что необработанные валиковые швы имеют зоны концентрации напряжений, снижающие усталостную прочность. Поэтому на гидрогенераторах, где возможна знакопеременная нагрузка, особенно на крупногабаритных ответственных гидрогенераторах, следует стремиться выполнять обработку швов. За последнее время в ЦНИИТМАШ разработан эф-

фективный способ повышения вибропрочности сварных швов, заключающийся в поверхностном их наклепе. Поверхностный наклеп может быть произведен пневматическим молотком в самых труднодоступных местах. Стоимость его производства невысока.

На всех гидрогенераторах завода «Электросила», которые пришлось испытывать, брусья приварены к полкам корпуса не непосредственно, а с помощью так называемых «косынок» или уголков.

Такая схема узла, когда швы, крепящие косынку к полке и брусья к косынке, расположены по различным осям в пространстве, как, например, на генераторе СВ-1160/180-72, способствует появлению трехосных остаточных напряжений и понижению пластичности узлов, что в сочетании с невысококачественными и необработанными швами может быть причиной существенного уменьшения их усталостной прочности.

Таким образом, можно заключить, что компоновка и сварка узлов крепления активной стали, принятые заводом «Электросила» для гидрогенераторов, включая и наиболее крупные из них, изготовленные в последние годы, уже не соответствуют современным возможностям сварочного дела, позволяющим получать швы намного лучшего качества. Это усугубляется еще и не всегда качественным выполнением принятых швов вследствие небольшой их длины, обусловленной малой шириной бруса (35 мм).

В результате швы получают со следами кратеров, явными зонами концентрации напряжений и неодинаковой длины, как это можно видеть на генераторе СВ-12400/170-100 и др.

Все эти дефекты приводят к неравномерному распределению и увеличению механической напряженности швов, что в совокупности с ненормальными условиями их работы вследствие некачественной сборки может явиться причиной нарушения целостности сварочных соединений.

### **Выводы**

1. В принятой заводом «Электросила» конструкции крепления активной стали при удовлетворительном ее выполнении (плотная пресовка активной стали, нормальная стыковка разъемных частей статора, нормальная неравномерность воздушного зазора) напряжения в сварных швах брусьев получаются небольшими.

2. Имевшие место отрывы швов приварки брусьев объясняются недостатками сварки и некачественным монтажом.

3. Из изложенного вытекает необходимость строгого контроля за качеством сварки и сборки при изготовлении гидрогенератора на заводе и строгого контроля за зазорами и плотностью пресовки активной стали при капитальных ремонтах.

4. Необходимо перейти на сварку швов брусьев активной стали высококачественными электродами в первую очередь для крупногабаритных гидрогенераторов и осуществлять поверхностный наклеп сварных швов.

5. Следует пересмотреть компоновку сварного узла бруса, принятую заводом «Электросила», с целью повышения его пластичности.



# Повреждения сварных швов креплений активной стали гидрогенераторов

Канд. техн. наук Э. Г. Файнштейн

На ряде гидроэлектростанций при осмотрах гидрогенераторов во время остановки были обнаружены отрывы сварных швов креплений активной стали к корпусу гидрогенератора. В одном случае эти нарушения, своевременно не обнаруженные, привели к тяжелой аварии. Наличие обрывов сварных швов на гидрогенераторах разных типов заставляет подвергнуть анализу причины их возникновения и способы устранения.

## Характеристика повреждений сварных швов

В 1949 г. при осмотре генератора типа СВ-750/75-40 (заводской № 840545) был обнаружен отрыв сварных швов креплений клиньев активной стали в местах стыков четверок статора. На одном из участков было обнаружено смещение активной стали в сторону расточки, достигающее до 6 мм. При ремонте, используя ротор в качестве опорной базы, сдвинувшийся участок был восстановлен на место и произведено усиление креплений установкой 32 ребер размером  $80 \times 230 \times 8$  мм.

В 1950 г. при повторном осмотре этого генератора были обнаружены новые места обрывов, особенно по среднему поясу. Для дополнительного усиления креплений и предупреждения смещения были установлены еще 24 ребра  $150 \times 320 \times 12$  мм (16 по среднему поясу и 8 по нижнему); при этом распорные угольники, препятствующие установке ребер, были удалены.

В недоступных местах (сплошной обшивки статора) отрывы сварных швов остались не устраненными и генератор в таком виде эксплуатируется по настоящее время. При наблюдениях, производившихся в период эксплуатации с 1950 г., изменений замечено не было.

Аналогичные явления отрыва клиньев наблюдались на другом генераторе того же типа (заводской № 840462), но в меньшем количестве и без смещения активной стали.

В 1951 г. были замечены разрывы сварных швов на генераторе типа СВ-546/90-40 (заводской № 840292). В последнем случае отрывы произошли на значительном удалении от стыка половин статора.

В зоне отрыва отмечено местное смещение активной стали на  $2-3$  мм в сторону ротора. Как на упомянутом ранее генераторе (заводской № 840545), и здесь было произведено усиление креплений 24 ребрами  $395 \times 150 \times 15$  мм.

При осмотре генератора в январе 1952 г. были обнаружены обрывы вертикальных швов на трех вновь установленных ребрах. Несмотря на по-

вторную дополнительную проварку, эти швы вновь оборвались через несколько суток. Так генератор продолжал работать (с оборванными швами в недоступных местах и с обрывом ребер жесткости) до ремонта в июне 1952 г., при котором было произведено уплотнение активной стали и устранены указанные дефекты.

Во всех отмеченных случаях большей частью наблюдаются разрывы сварных швов креплений уголка к клину и вертикальных швов ребер (рис. 1), реже обрывы от полок и горизонтальных швов ребер.

Характерной особенностью указанных генераторов являлся усиленный гул, возраставший с повы-

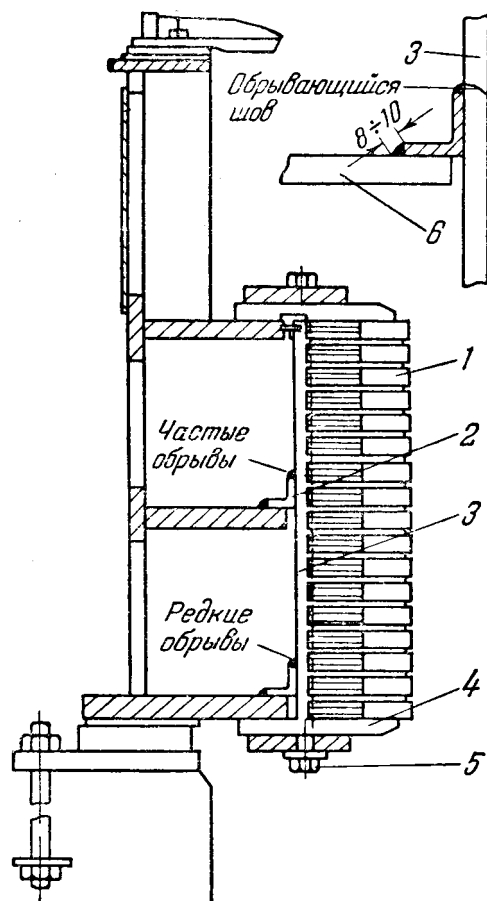


Рис. 1. Конструкция крепления активной стали к корпусу статора, выполненная в гидрогенераторах типов СВ-750/75-40 и СВ-546/90-40.

1 — пакеты активной стали; 2 — уголок  $45 \times 45$  мм в генераторе типа СВ-750/75-40 и  $40 \times 40$  мм в генераторе СВ-546/90-40; 3 — клин; 4 — пальцы нажимных сегментов; 5 — оттягивающая шпилька; 6 — полка.

шением напряжения при пуске холодной машины и уменьшавшийся по мере нагревания.

Следует отметить отсутствие каких-либо явных ненормальностей в режиме нагрузки генераторов в период, предшествовавший обрыву швов. Следовательно, причину повреждения нужно искать не в характере нагрузки генератора, а в недостатках монтажа.

### Влияние неравномерности воздушного зазора

Если в силу тех или иных причин зазор под разными полюсами становится неодинаковым, то в месте сужения зазора индукция увеличивается, а в месте расширения — уменьшается. Соответственно изменяются в этих местах и силы магнитного тяжения.

Неравенство зазоров может существенно влиять на усилия, нагружающие сварные соединения. Характерно, что указанные генераторы, на которых отмечены обрывы сварных швов, отличались от идентичных генераторов большей величиной неравенства воздушных зазоров (см. таблицу).

Для большинства гидрогенераторов, эксплуатируемых в энергосистеме, отклонение зазоров от среднего не превышает 15 %.

Связь неравенства зазоров с обрывом сварных швов наглядно иллюстрируется на примере генератора СВ-546/90-40. Генератор был включен в работу на гэс в 1944 г. До 1950 г. не было отмечено существенного неравенства зазоров. Изменения зазоров за период 1949—1951 гг. показаны на рис. 2. В 1951 г. было отмечено начало обрыва швов.

О значительном неравенстве зазоров в 1950 г. свидетельствовали не только результаты непосредственных измерений, точность которых, как известно, невелика, но и значительное возрастание вибраций генератора при увеличении тока возбуждения (0,26 мм при номинальном напряжении против 0,08 мм при холостом ходе без возбуждения) (рис. 3) и односторонний нагрев верхнего генераторного подшипника.

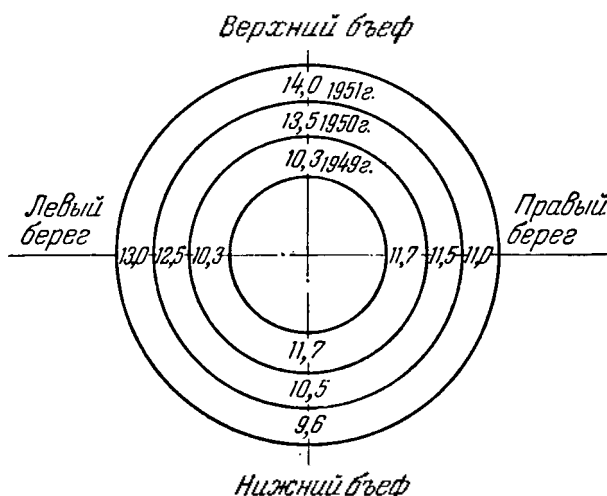


Рис. 2. Изменение воздушных зазоров гидрогенератора СВ-546/90-40 в двух перпендикулярных направлениях (данные измерений при капитальных ремонтах).

Генератор		Зазор			Краткая характеристика состояния генератора
		большой, мм	меньший, по тому же диаметру, мм	отклонение от среднего по диаметру с наибольшей разницей, %	
СВ-546/90-40	Заводской № 240655	10,8	10,2	5,7	Повреждений швов не было. Генератор в удовлетворительном состоянии
	Заводской № 840292	13,5	10,5	25	Значительное число обрывов швов
СВ-750/75-40	Заводской № 840545	13,8	10,5	27,2	Незначительное число обрывов швов
	Заводской № 840462	13,5	9,5	34,8	Значительное число обрывов швов

Неравенство зазоров зачастую связано с ослаблением плотности активной стали. Можно полагать, что эти обстоятельства взаимно усиливают друг друга. Например, на гидрогенераторе ВГС-325/49-32 после некоторого времени работы появился характерный шум гудения стали, усиливавшийся и затухающий в такт оборотам. Осмотром было обнаружено изменение зазора (также в такт оборотам), появление пятен контактной коррозии и сильная вибрация спинки активной стали. Все эти нарушения были вызваны значительным неравенством воздушных зазоров вследствие неправильной посадки обода ротора на втулку.

### Влияние плотности стыковки разъемных частей и плотности шихтовки активной стали

Жесткость цилиндра активной стали значительно снижает усилия, передаваемые на сварные швы. Если стыковка частей статора выполнена с большими зазорами в месте разъемов, то активная сталь каждой части полностью воспринимает и передает на швы усилия от сил магнитного тяжения. В этом случае при плотной шихтовке швы нагружены постоянной нагрузкой. Как показывают расчеты, эта нагрузка значительно меньше допустимой для сварных швов.

Хуже обстоит дело, если ослаблена плотность шихтовки и полностью либо частично отсутствует жесткость цилиндра или отдельных разъемных



Рис. 3. Осциллограмма вибраций спинки статора гидрогенератора СВ-546/90-40 при холостом ходе.

1 — кривая вибраций; 2 — напряжение основной частоты.

частей, которая достигается за счет сил трения между листами активной стали. Последние тем больше, чем больше нажатие нажимных сегментов. С ослаблением плотности активной стали уменьшается не только жесткость цилиндра, но и разгружающие действия сил трения между нажимными плитами и сталью. Вследствие этого значительно возрастает вибрация спинки. Распределение нагрузки на клинья становится неравномерным. Так как обычно наибольшее ослабление плотности активной стали наблюдается у стыков, то швы клиньев, близких к разъему, воспринимают наибольшую нагрузку.

У генераторов, имеющих недостаточную плотность активной стали, подъем напряжения на холодном генераторе обычно сопровождается ощутительными вибрациями спинки и сильным гулом. Вибрация и гул ослабевают по мере нагрева машины. Например, у генератора СВ-546/90-40 вибрация спинки статора при снижении температуры с 80 до 50° С возросла вдвое.

Недостаточная плотность активной стали и зазоры в стыках являются одной из основных причин возрастания нагрузки на швы. При возникновении неравенства зазоров и невысоком качестве сварки совокупность обстоятельств ведет к обрывам швов.

Как ни странно, ослабление плотности активной стали, считающееся весьма вероятным в практике расчетов конструкций электрических машин, совершенно не принимается во внимание при выборе коэффициентов запаса прочности швов.

Ослабление плотности активной стали — явление прогрессирующее, оно обычно начинается в одном из наиболее слабо спрессованных мест и со временем вследствие вибраций охватывает все большую зону. Поэтому важной задачей эксплуатационного персонала является контроль за плотностью прессовки и устранение возникших очагов при капитальных ремонтах.

### Качество сварных соединений

Осмотр сварных соединений на генераторах, у которых наблюдались повреждения, показывает, что они не всегда выполнены хорошо. Вместе с тем известно, что к сварным конструкциям, несущим вибрационную и ударную нагрузку, предъявляются повышенные требования в отношении качества выполнения и технологии сварки.

Вибрационная прочность сварных соединений определяется пределом усталости, который зависит от технологического процесса сварки и формы конструкции. Дефекты технологического процесса сварки — шлаковые включения, окислы, трещины и несправы в металле — вызывают концентрацию напряжений и представляют собой очаги усталостных разрушений.

Применением правильной технологии сварки и выбором рациональных конструктивных форм можно более чем вдвое повысить прочность сварных соединений и, следовательно, обеспечить надежную работу гидрогенераторов.

Важно обеспечить жесткий контроль за качеством выполнения сварки. Обрыв в месте неудовлетворительной сварки вызывает увеличение нагрузки на другие швы и приводит к развитию повреждения и к тяжелым авариям.

### Выводы

Повышение надежности работы гидрогенераторов в рассматриваемой части может быть достигнуто в основном усилением прочности отдельных узлов и деталей; устранением вредных, нагружающих эти детали усилий; рациональным распределением нагрузки между деталями.

На основе приведенного анализа можно сделать следующие выводы:

1. Следует рекомендовать:

а. Разработать рациональную конструкцию крепления клина к корпусу статора. В этом отношении завод «Электросила» уже предпринял первые шаги, заменив применяемые ранее уголки призмами.

Нам представляется, что конструкция, предусматривающая непосредственную сварку клиньев с полками, является более рациональной.

б. Выполнять высококачественную сварку с последующей механической обработкой швов и вести строгий контроль сварки при изготовлении.

в. Обеспечить качественную сборку и монтаж генератора, в особенности стыковку разъемных частей. Для обеспечения достаточно плотной стыковки в места разъемов следует закладывать полоски электрокартона.

г. Добиться плотной шихтовки активной стали при изготовлении и обеспечить возможность подтягивания ее при работе.

2. В эксплуатации необходимо:

а. Обеспечить контроль за равномерностью воздушного зазора; при отклонении зазора от среднего более чем на 10—15% выяснить причину и устранить ее. Неравномерность зазора, кроме непосредственных измерений, хорошо выявляется по увеличению вибраций при холостом ходе возбужденного генератора по сравнению с невозбужденным. Такие измерения следует ввести как обязательные.

б. Обеспечить контроль за плотностью прессовки активной стали.

в. Заводам-изготовителям совместно с эксплуатирующими предприятиями необходимо организовать постановку исследований механических напряжений в сварных швах работающих генераторов.



# Городские закрытые электроподстанции 110 кВ глубокого ввода

Инж. Е. А. Бугринов и инж. Г. М. Ягодин

До последнего времени основным типовым решением для электроснабжения городов являлось сооружение открытых электроподстанций на окраинах городов. Однако такое решение было возможно только при сравнительно небольших электрических нагрузках. При увеличении нагрузок сооружение электроподстанций вдали от центра потребления электрической энергии приводит к значительному увеличению затрат на распределительные кабели, к увеличению потерь в сетях и к уменьшению надежности электроснабжения потребителей. Поэтому современные требования наиболее надежного и экономичного электроснабжения крупных городов вызывают необходимость сооружения мощных электроподстанций 110/6—10 кВ в центральных городских районах, непосредственно в центре электрических нагрузок.

Питание таких электроподстанций осуществляется глубокими вводами напряжением 110 кВ воздушными или кабельными линиями.

Особенностью этих электроподстанций является не только их большая мощность (до 120 тыс. кВА), но и большое количество кабельных линий на пониженных напряжениях (до 26 двойных кабельных линий), а также необходимость размещения на очень ограниченных по размерам площадках, которые могут быть выделены в центральных районах городов.

При сооружении городских электроподстанций предъявляются особые требования в отношении их компоновки и архитектурного оформления.

Условия расположения подстанций позволяют применить только закрытые распределительные устройства, которые должны быть наиболее компактными, с минимальной потребной площадью для их сооружения.

Ниже приводится описание первой закрытой двухъярусной городской электроподстанции 110/6 кВ, сооруженной в 1951—1952 гг. по проекту, выполненному Мосэнергопроектм.

Схема электрических соединений электроподстанции приведена на рис. 1, а компоновка основных сооружений электроподстанции — на рис. 2.

Электроподстанция имеет три здания, смонтированные в один блок. В основном здании располагаются распределительные устройства 110 и 6 кВ. В торце сооружается здание щитового блока, в котором размещаются: щит управления, аккумуляторное помещение, небольшая механическая мастерская, подсобные помещения и проходная. Рядом со щитовым блоком располагается мастерская для ремонта трансформаторов и электро-

оборудования, снабженная подъемным устройством. Помимо подъемного устройства в мастерской размещаются: маслоочистительная аппаратура, масляный насос и коллектор масляного хозяйства.

Трансформаторы устанавливаются внутри двора на открытом воздухе, рядом с распределительными устройствами.

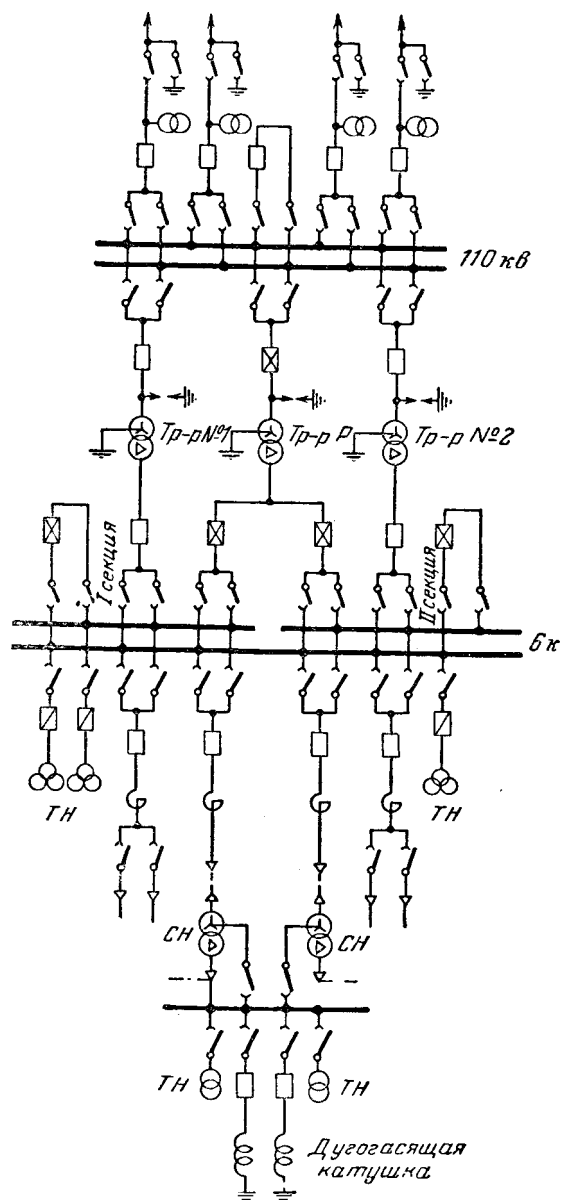


Рис. 1. Схема электрических соединений электроподстанции.

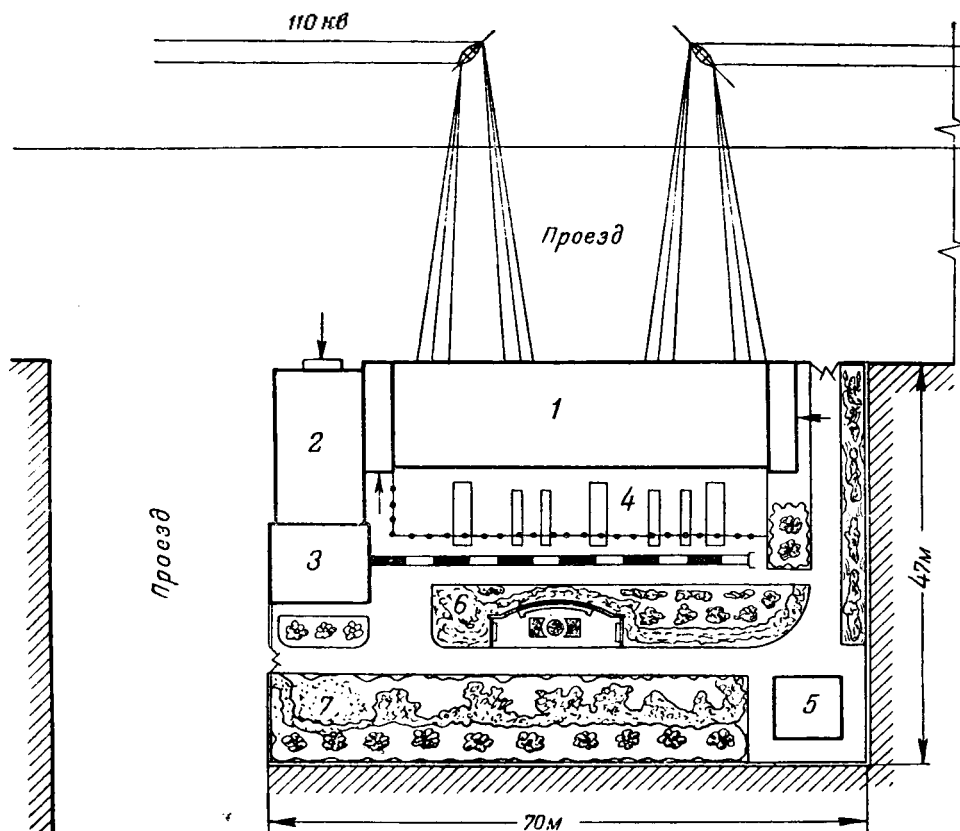


Рис. 2. Компоновка основных сооружений новой двухъярусной городской электроподстанции 110 кВ.

1 — распределительное устройство 100/10—6 кВ; 2 — щит управления; 3 — трансформаторная башня; 4 — фундаменты под трансформаторы; 5 — склад электрооборудования; 6 — аварийный маслобак; 7 — подземный бак для масла.

Параллельно фронту трансформаторов имеется прямолинейный железнодорожный путь, прокладываемый в мастерскую, что позволяет быстро и легко перекачивать трансформаторы. При благоприятных условиях этот путь может примыкать к общей железнодорожной сети.

На рис. 3 показаны поперечные разрезы по распределительным устройствам 110 и 6 кВ.

Особенностью разработанной конструкции является совмещение распределительных устройств 110 и 6 кВ в одном четырехэтажном здании. В первом и втором этажах размещается распределительное устройство 6 кВ, а в третьем и четвертом — распределительное устройство 110 кВ. В третьем этаже располагаются воздушные выключатели, трансформаторы тока и напряжения, разрядники и линейные (или кабельные) выводы.

Принятое расположение распределительных устройств обеспечивает удобный вывод кабелей 6 кВ и нормальный ввод воздушных (или кабельных) линий 110 кВ, а также возможность шинного присоединения трансформаторов на сторонах повышенного и пониженного напряжений.

Расположение распределительных устройств 110 и 6 кВ в общем здании потребовало их взаимной увязки. Шаг камер, а также ширина и длина распределительных устройств 110 и 6 кВ, в отличие от обычных отдельно стоящих зданий выбраны с учетом их взаимного подчинения. Так, ширина здания определяется первым этажом распределительного устройства 6 кВ, а длина здания зависит от числа камер распределительных устройств 6 и 110 кВ, шаг которых определяется не только из условий надежного расположения аппаратуры, но и необходимости одинаковой длины обоих распределительных устройств (шаг одной камеры 110 кВ соответствует шагу двух камер 6 кВ).

На рис. 4 приведена схема заполнения камер распределительных устройств 110 и 6 кВ.

Распределительные устройства 110 и 6 кВ обслуживаются общими лестничными клетками, располагаемыми в торцах здания.

В площадках лестничной клетки, располагаемой в торце, противоположном щиту управления, предусмотрены монтажные проемы с подъемными приспособлениями.

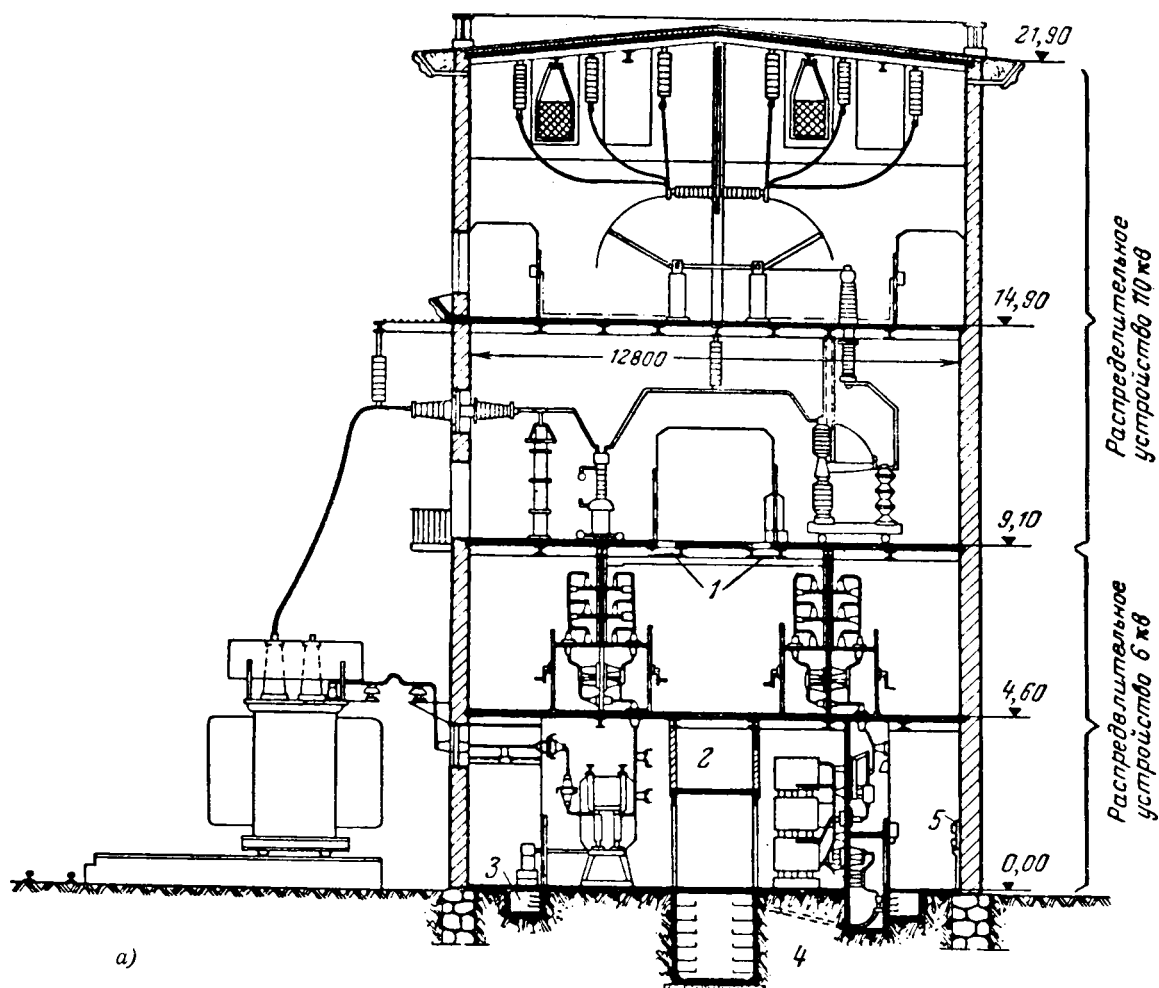
Для управления, осмотра и транспорта оборудования имеется один центральный коридор с вынесенными в него приводами выключателей.

Ввод воздушных (или кабельных) линий, а также трансформаторных присоединений может осуществляться с любой стороны распределительного устройства в зависимости от общей компоновки электроподстанции.

При кабельных вводах 110 кВ потребуются небольшие боковые пристройки к внутреннему фасаду здания, расположенные между трансформаторами для размещения оборудования вводов.

Сборные шины и шинные разъединители размещаются в четвертом этаже здания. Обе системы сборных шин изолированы друг от друга продольной перегородкой.





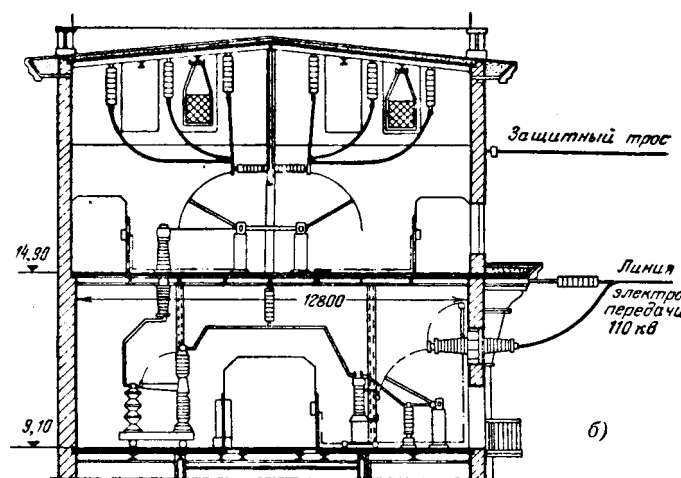
а)

Обслуживание сборных шин и шинных разъединителей производится из двух коридоров. Для облегчения монтажа, осмотра и ремонта сборных шин при снятом напряжении предусматриваются подвесные тележки, которые легко передвигаются по монорельсам, вдоль распределительного устройства.

При нахождении сборных шин под напряжением подвесные тележки располагаются в торце здания и находятся под замком.

Сборные шины и ответвления к одноколونковым разъединителям выполнены гибким проводом. Фигурные присоединения в первом этаже выполнены из труб. В некоторых местах, где могут возникнуть усилия, опасные для маслонеполненных вводов вследствие вибрации воздушных выключателей, поставлены компенсаторы в виде коротких вставок из гибкой меди.

В качестве шинных и линейных разъединителей используются модернизированные одноколонковые разъединители 110 кВ. Необходимость модернизации одноколонковых разъединителей вызвана тем, что они в нормальном исполнении допускают применение только жесткой трубчатой ошиновки, которая, являясь токопроводом, одновременно служит и опорой для крепления неподвижных контактов этих разъединителей, поэтому исключается возможность применения гибкой ошиновки. Кроме того, одноколонковые разъединители нормального исполнения затрудняют ремонтные работы на сборных шинах, так как малое



б)

Рис. 3. Распределительные устройства 110 и 6 кВ.

а — поперечный разрез по трансформаторным камерам устройств 110–6 кВ; б — поперечный разрез по линейному выводу устройства 110 кВ.

1 — канал для контрольно-измерительных кабелей РУ-110 кВ; 2 — вентиляционный канал; 3 — канал для контрольно-измерительных кабелей РУ-6 кВ; 4 — туннель для абонентских кабелей 6 кВ; 5 — щиток защиты линии.

расстояние последних от шинных разъединителей требует при очистке и ремонте сборных шин отключения всех присоединений, расположенных на ремонтируемых участках сборных шин.

Указанные недостатки были устранены в модернизированных одноколонковых разъедините-

лях путем установки неподвижных контактов на специальных горизонтальных опорных изоляторах. Удаленность неподвижного контакта одноколонковых разъединителей от сборных шин позволяет чистить и ремонтировать сборные шины без отключения присоединений.

Для облегчения конструкции здания и возможности более удобного осуществления запетления выключателей 110 кВ пропуск шин от выключателей к шинным разъединителям в последующих устройствах предполагается осуществить не через проходные изоляторы, установленные в пе-

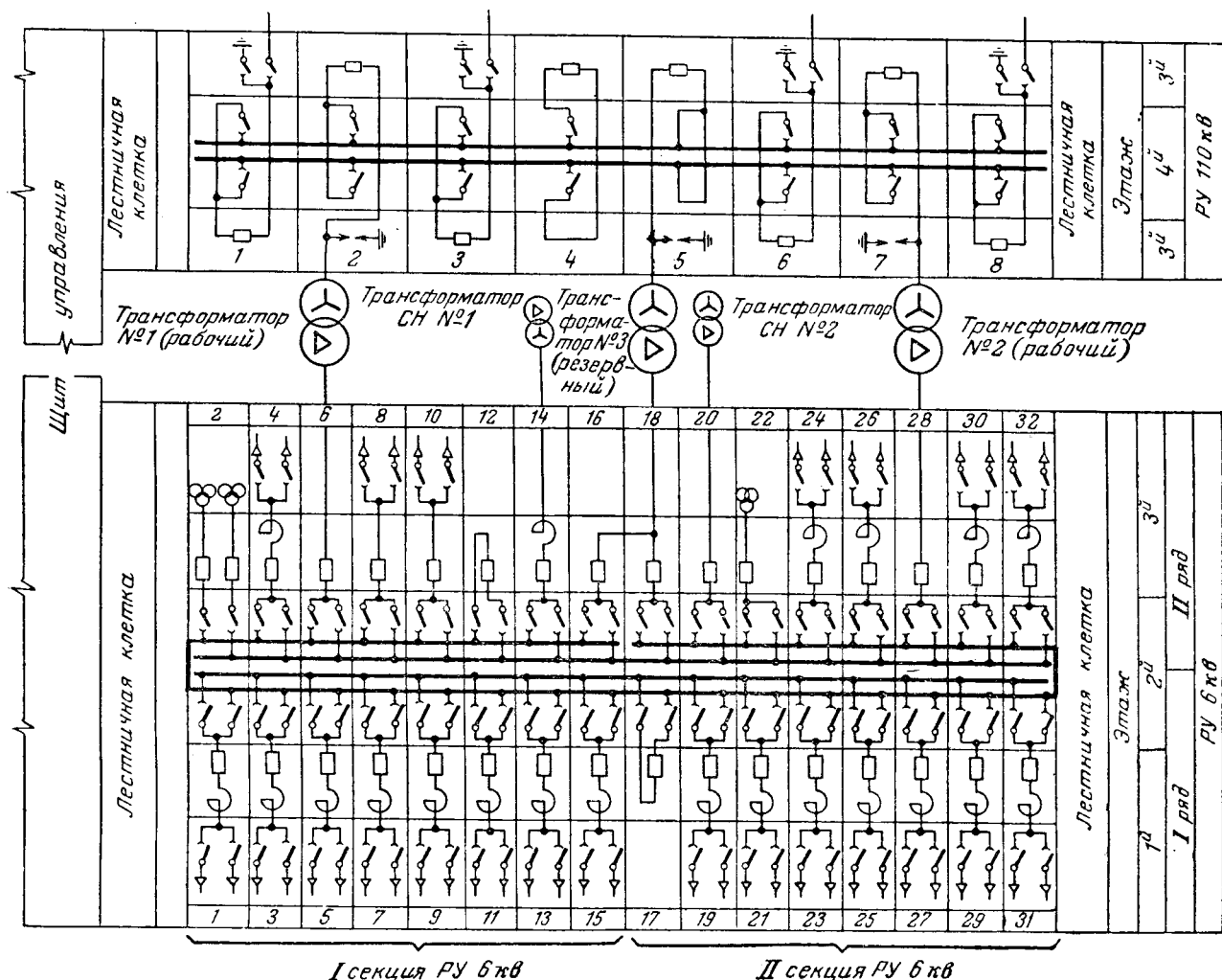


Рис. 4. Схема заполнения камер распределительных устройств 110 и 6 кВ.

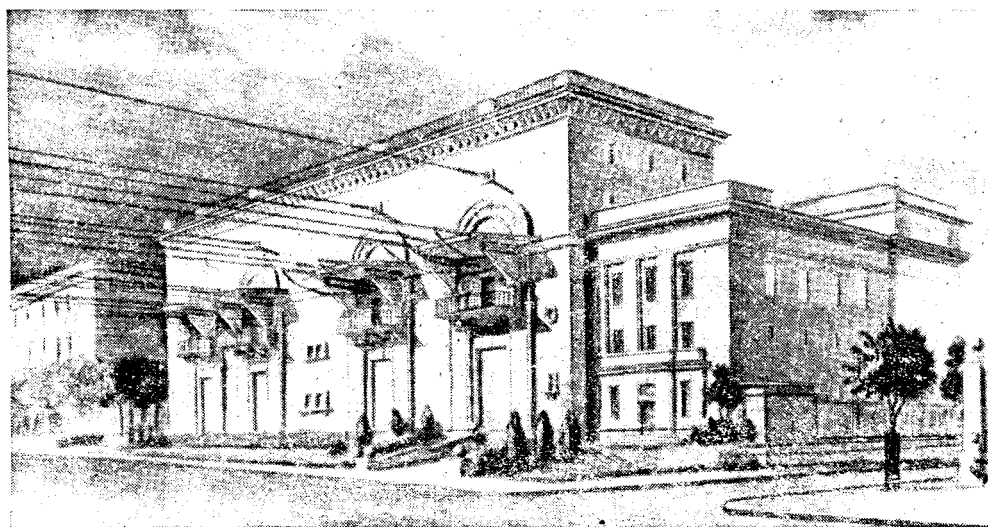


Рис. 5. Внешнее архитектурное оформление двухъярусной электроподстанции.

перекрытии между третьим и четвертым этажами здания, а через проемы в этом перекрытии. Эти проемы будут выполнены в каждой камере с обеих сторон шинных разъединителей и при запетлении выключателя шины из третьего этажа распределительного устройства будет пропускаться к шинным разъединителям через проем, расположенный напротив камеры запетленного выключателя.

Конструкция распределительного устройства предусматривает установку воздушных выключателей отечественного производства. Эти выключатели, а также трансформаторы тока и напряжения размещаются в третьем этаже. Приводы выключателей расположены в среднем коридоре управления.

Габариты распределительного устройства допускают возможность установки как отдельно стоящих трансформаторов тока и напряжения, так и комбинированных трансформаторов тока и напряжения, расположенных в одном общем кожухе. Последняя конструкция измерительных трансформаторов и применена на новой электроподстанции.

Отличительной особенностью распределительного устройства 6 кВ Мосэнергoproекта является близкое взаимное расстояние между выключателями, реакторами и линейными выводами, в результате которого сокращается шинная проводка, соединяющая эти аппараты.

Управление линейными выключателями, щитки защиты и счетчиков вынесены в два боковых оперативных коридора. Средний коридор предназначается для осмотра и транспорта оборудования, а также для вентиляции реакторов. Секции распределительного устройства 6 кВ располагаются в отдельных изолированных помещениях, последовательно друг за другом.

Разработанная конструкция достаточно наглядна, имеет минимальное количество коридоров обслуживания и удовлетворяет требованиям хорошей локализации аварий.

Для прокладки контрольно-измерительных кабелей в первом этаже предусматриваются специальные каналы.

Вывод кабелей к потребителям с территории подстанции осуществлен кабельным туннелем.

Строительная конструкция здания распределительных устройств разработана из условий экономии металла и максимального применения сборных строительных конструкций.

В связи с этим внешние несущие стены здания выполнены кирпичными, а внутренний каркас — сборный металлический. Междуетажные перекрытия состоят из сборных железобетонных плит.

Интересно отметить, что первая мощная электроподстанция такого типа занимает площадку размером около 3000 м<sup>2</sup>, что примерно в 10—15 раз меньше площадки существующих открытых электроподстанций такой же мощности.

На рис. 5 показан пример внешнего архитектурного оформления двухъярусной электроподстанции. Удачная компоновка сооружений электроподстанции и их высота, близкая к многоэтажным жилым строениям, обеспечивает простые формы сооружений, необходимые для свободного решения архитектурного оформления зданий электроподстанции и возможности ее размещения в людном месте города, без нарушения общего архитектурного ансамбля квартала. Этот фактор облегчает выбор места для электроподстанции.

Практика проектирования показала, что компоновка этих электроподстанций зависит не только от размеров выделенных площадок, но и от характера очертаний последних.

Наиболее благоприятными оказываются прямоугольные угловые площадки, т. е. площадки, ограниченные с двух сторон улицами или другими городскими проездами, которые используются в качестве пожарных проездов.

Описанная конструкция является универсальной, и она может быть применена для электроподстанций с трансформаторами различной мощности и с возможностью подвода как воздушных, так и кабельных линий 110 кВ.

Опыт проектирования, строительства и пробной эксплуатации описанной электроподстанции показал ее целесообразность и правильность принятых принципиальных решений.

Применение подобных закрытых двухъярусных электроподстанций возможно также не только для электроснабжения больших городов, но в некоторых случаях и для электроснабжения промышленных предприятий.

□ □ □

## Некоторые замечания по проекту закрытой подстанции 110 кВ Мосэнергoproекта

Инж. Э. М. Магидсон

Закрытые подстанции 110 кВ, как известно, сооружались и ранее. Установка на этих подстанциях баковых масляных выключателей приводила к необходимости сооружения громоздкого и дорогостоящего распределительного устройства со взрывными камерами. Сооружение закрытых распределительных устройств с установкой бако-

вых выключателей в общем зале без взрывных камер приводило при повреждении выключателя к длительному выходу из строя всего распределительного устройства.

В связи с этим закрытые распределительные устройства не получили широкого распространения.

Однако потребность в сооружении закрытых подстанций весьма велика. Компактная закрытая подстанция во многих случаях может быть расположена в центре нагрузки, непосредственно на территории завода, что даст возможность сократить количество прокладываемого кабеля по заводу и потери электроэнергии в этих кабелях.

Особенно важным является сооружение закрытых подстанций в местах, подверженных усиленным загрязнениям, — вблизи металлургических, химических и тому подобных заводов и на ряде электростанций. В этих условиях сооружение закрытых подстанций 110 кВ приводит к значительному увеличению надежности электроснабжения, так как ликвидируются аварии, вызываемые перекрытием изоляции из-за ее загрязнения, отпадает необходимость в частой чистке изоляции и связанных с ней переключениях.

Освоение отечественной электропромышленностью производства воздушных выключателей, а также одноколонковых разъединителей дает возможность резко снизить стоимость закрытых подстанций и вновь поставить вопрос о сооружении в ряде случаев закрытых подстанций 110 кВ.

С этой точки зрения сооруженная по проекту Мосэнергoproекта закрытая подстанция 110/6 кВ заслуживает особого внимания. Обладая, несомненно, рядом преимуществ по сравнению с открытыми и закрытыми подстанциями 110 кВ, оборудованными баковыми выключателями, эта подстанция имеет и некоторые существенные недостатки, которые в последующих проектах могут и должны быть устранены. К таким недостаткам могут быть отнесены следующие:

1. Наличие сплошного перекрытия между третьим и четвертым этажами и связанная с этим установка проходных изоляторов.

Никакой необходимости в этом перекрытии нет. Отказ от перекрытия помимо удешевления подстанции и изъятия проходных изоляторов даст возможность персоналу видеть положение разъединителей с третьего этажа, чем в ряде случаев избавит его от необходимости подниматься на четвертый этаж.

2. Расположение приводов разъединителей 110 кВ на четвертом этаже, в обоих коридорах обслуживания, усложняет работу персонала. На таких подстанциях было бы целесообразно иметь дистанционное управление разъединителями. При применении же ручного управления следовало бы приводы разъединителей вывести на третий этаж. В отдельных случаях это освободит персонал, в особенности при отсутствии перекрытия между четвертым и третьим этажами, от необходимости подниматься на четвертый этаж при производстве оперативных переключений и уменьшит количество прокладываемого контрольного кабеля к разъединителям.

3. Установка заземлений при выводе в ремонт выключателя или системы шин связана с большими затруднениями. Необходимо устанавливать шинные разъединители с заземляющими ножами в сторону выключателя, а линейные разъединители с заземляющими ножами — с обеих сторон,

соответственно заблокировав их. Для заземлений шин необходимо установить специальные заземляющие ножи.

4. Воздушные выключатели расположены неудачно:

а) Для того чтобы обеспечить доступ к шкафу управления находящегося в работе выключателя, пришлось уже после сооружения подстанции установить специальные ограждения, но и при этом работать в шкафу управления можно лишь сидя или лежа.

б) Капитальный ремонт выключателя с разборкой клапанной системы и гасительных камер представляет исключительные трудности из-за низкой установки выключателя и невозможности пользования талью для снятия камер.

в) Расстояние между крышкой верхней гасительной камеры, а также концом ножа отключенного разъединителя (отъединителя) выключателя и находящимися под напряжением деталями ввода между третьим и четвертым этажами недопустимо мало и значительно меньше расстояния от находящихся под напряжением токоведущих частей до заземленных деталей. Недостаточность указанного расстояния при отключенном выключателе и возникновении перенапряжений может привести к перекрытию этого промежутка.

г) Вызывает также сомнение достаточность принятого расстояния между отдельными фазами выключателя с точки зрения исключения междофазовых перекрытий по потоку выбрасываемого горячего воздуха при отключении мощных двух- и трехфазных коротких замыканий.

4. Исключена возможность запетления выключателя, что является крупнейшим дефектом проекта. Этот вопрос требует проектной доработки.

5. При чистке опорного изолятора с неподвижным контактом разъединителя лицо, производящее чистку, может случайно коснуться рукой изолятора второго шинного разъединителя. Необходимо предусмотреть постоянные ремонтные перегородки. Установка переносных перегородок, как это предусмотрено на сооруженной подстанции, неудобна.

Следует отметить также, что подстанция могла бы получиться более компактной, если бы электропромышленность освоила производство воздушных выключателей с встроенными трансформаторами тока, устанавливаемыми вместо опорной колонки из изоляторов ИШД-35, а также и вводы 110 кВ с встроенными в них трансформаторами тока.

Подстанции подобного типа, т. е. четырехэтажные, где два этажа заняты распределительным устройством 110 кВ, следует применять лишь там, где площадь для их сооружения ограничена. Во всех остальных случаях конструкция 110 кВ части закрытой подстанции, сооружаемой с применением воздушных выключателей и одноколонковых разъединителей, может быть значительно упрощена. В качестве примера можно указать на подстанцию, запроектированную Теплоэлектропроектом.



# Модернизированное сборное распределительное устройство 6—10 кВ с реакторами на линиях

Инж. И. А. Тихонов

В настоящее время распределительные устройства на 6—10 кВ с двумя системами шин и реакторами на линиях выполняются по типовым проектам Теплоэлектропроекта. Альбомы с типовыми проектами районных подстанций с трансформаторами 20 000 кВА и выше утверждены Министерством для обязательного применения.

Типовые компоновки имеют ряд положительных качеств, но в них есть общий недостаток, состоящий в том, что удельная кубатура здания очень велика.

Современное социалистическое строительство, особенно в свете решений XIX съезда партии об удвоении мощности электростанций за текущую пятилетку, требует создания более экономных распределительных устройств, свободных от перечисленных недостатков.

С этой целью предлагается в типовой проект распределительных устройств 6—10 кВ внести изменения, удешевляющие строительство и уменьшающие объемы строительных работ. При этом основные свойства существующего типового

проекта сохраняются и лишь действующие рабочие типовые чертежи подвергаются сравнительно незначительным переделкам.

Предлагаемое «Модернизированное сборное распределительное устройство 6—10 кВ с реакторами на линиях» набирается из трех основных исходных элементов, как схематично показано на рис. 1. Заполнение плана зависит и подчиняется принятой схеме электрических соединений подстанции (рис. 2).

Из приведенных рисунков видно, что для построения элемента приняты размеры двух типовых реакторных камер первого этажа.

Над этими камерами шириной  $2 \times 2\,250 = 4\,500$  мм размещаются во втором и третьем этажах по три ячейки шириной  $3 \times 1\,500 = 4\,500$  мм. Такая структура взаимосвязи этажей позволяет иметь против двух камер первого этажа по три ячейки во втором и третьем этажах. Этим путем для ячеек заданы нормальные размеры; ширина их уменьшается с 2 250 до 1 500 мм, за счет чего во втором и третьем эта-

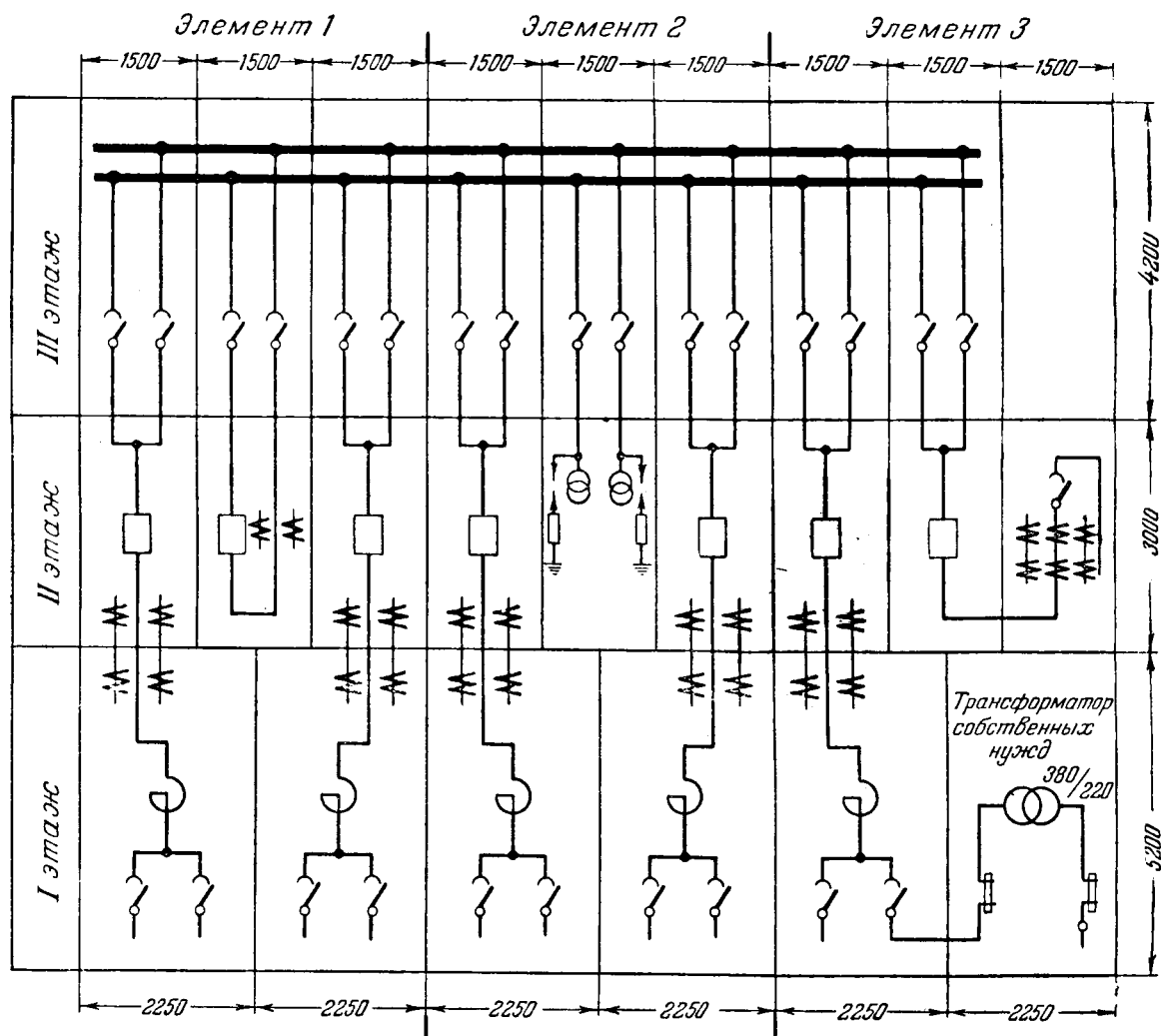


Рис. 1. Схема размещения оборудования модернизированного распределительного устройства 6—10 кВ с двойной системой шин.

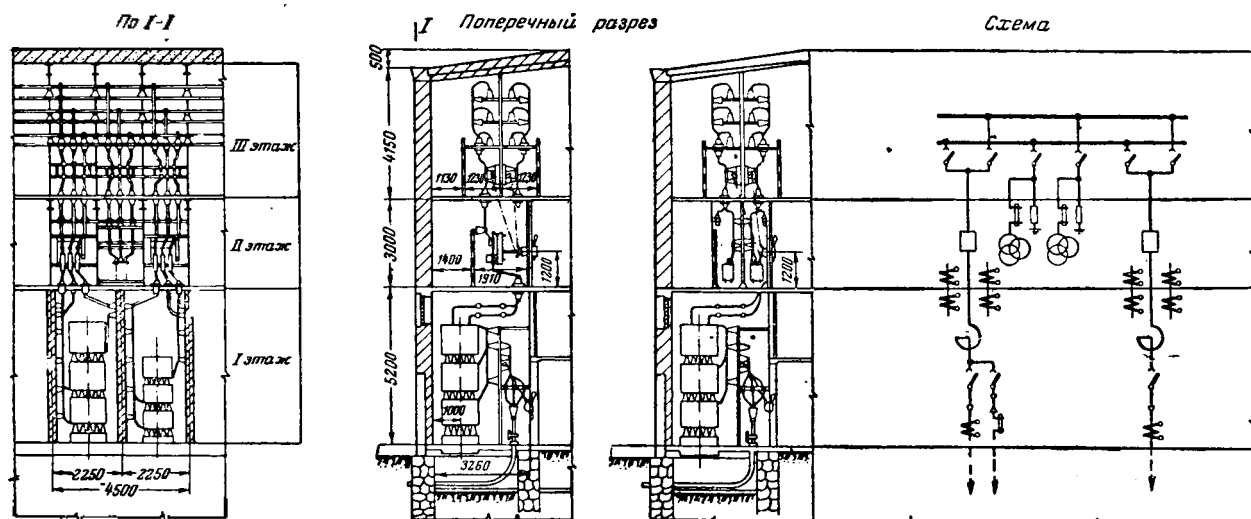


Рис. 2. Модернизированное распределительное устройство 6—10 кВ с двойной системой шин и реакторами на линиях (элемент 2).

жах создаются дополнительные ячейки. В этих ячейках размещаются междушинные выключатели, трансформаторы напряжения, разрядники и проходные. Появляется также возможность заводить шинные вводы от питающих трансформаторов в эти ячейки непосредственно во второй этаж. Наличие дополнительных ячеек во втором и третьем этажах позволяет отказаться от свободных камер в первом этаже и брать количество их по фактической потребности. В результате длина здания сокращается и излишество, допущенное в типовом проекте в этой части, ликвидируется.

Кроме того, металлические сборные ячейки получают облегченными по сравнению с типовыми ячейками, упрощаются их сборка в мастерских и транспортировка на подстанцию. Появляется возможность заготавливать ячейки звеньями из трех единиц, составляющих элемент.

Внесенные изменения в типовую конструкцию не нарушают ее особенностей и не ухудшают качество, так как ширина здания, высота этажей, размеры реакторных камер и коридоров сохраняются без изменения. Типовые рабочие чертежи могут быть использованы при сравнительно небольших затратах на их переделку.

Расходы, связанные с переделкой чертежей, не превышают 5% от получаемой экономии на одну подстанцию, что подтверждается практикой Ленгидэп.

Предлагаемая компоновка принята Ленгидэп в 1951 г. и применена в двух подстанциях, выполненных по проекту Ленгидэп. Здание одной из подстанций уже построено, на второй подстанции строительство здания распределительного устройства 6 кВ начато.

Схема первой подстанции утверждена с одиночной секционированной системой шин и реакторами на линиях. Шины 6 кВ получают питание от двух трансформаторов по 20 000 кВА каждый.

Рекомендуемое сочетание реакторных камер и ячеек под выключатели и разъединители позволило иметь во втором этаже шесть дополнительных ячеек шириной по 1 500 мм. В этих ячейках разместились секционные выключатели, трансформаторы напряжения, разрядники.

В результате применения предложения сократились: длина здания на 4,5 м, кубатура на 450 м<sup>3</sup>, или на 17% от кубатуры распределительного устройства 6 кВ по типовому проекту. Полученная экономия составила примерно 60 тыс. руб.

Вторая подстанция имеет двойную секционированную систему шин, с реакторами на отходящих линиях, с двумя трансформаторами по 20 000 кВА каждый. В последующем развитии предусматривается место для установки еще одного трансформатора.

В результате применения для этой подстанции модернизированного распределительного устройства 6 кВ сократились: длина корпуса на 7 м, длина ленточного бутобетонного фундамента на 28 м, расход металла на 10 т. Кубатура здания уменьшилась примерно на 1 000 м<sup>3</sup>. Это составляет 20% от кубатуры корпуса устройства 6 кВ по типовому проекту. Кроме того, в торце здания предусмотрены две свободные камеры, которые предназначены для оборудования двух реактированных отходящих линий.

Эти камеры в технический проект не были включены, так как потребность в них возникла после его утверждения.

Общая экономия по второй подстанции составляет свыше 150 тыс. руб.

Приведенные примеры показывают, что модернизация типовых распределительных устройств, проведенная Ленгидэп, обеспечивает удешевление строительства подстанций и дает значительную экономию материальных ресурсов. Однако нельзя считать, что модернизированное распределительное устройство 6—10 кВ полностью освобождено от недостатков типового проекта: несомненно, имеются и другие возможности для его дальнейшего улучшения.

Следует широко внедрить в практику проектирования и строительства описанный тип распределительного устройства и продолжить работу по его совершенствованию. Это позволит из средств полученной экономии ежегодно сооружать новые дополнительные подстанции и этим способствовать выполнению плана развития электрификации страны.

# Универсальный грузовой привод типа УГП для АПВ и АВР к выключателям 3—35 кВ

Инж. Г. С. Красильников

## Конструкция привода и его действие

На основании опыта эксплуатации приводов типа АПВГ для АПВ и АВР, имеющих ряд конструктивных недостатков, на Ремонтно-механическом заводе Латвэнерго разработана новая конструкция привода, в которой учтены замечания и пожелания работников энергосистем.

Универсальные грузовые приводы новой конструкции (типа УГП) (рис. 1) позволяют автоматизировать подстанции с выключателями 3—35 кВ без сооружения мощных аккумуляторных батарей или компрессорного хозяйства, необходимых для выключателей с соленоидными или пневматическими приводами. В случае применения приводов типа УГП с дополнительным устройством для автоматического подъема груза (видно на рис. 1, наверху привода) возможны дистанционное управление и телеуправление выключателями.

Приводы УГП могут быть установлены на выключателях любого типа, имеющих максимальный момент при включении до 40 кгм. Приводы на выключателях наружной установки монтируются в специальных малогабаритных шкафах.

Механизм привода с катушками отключения и включения размещается в металлическом сварном

ящике размером 400×320×140 мм. Этот ящик разделяется полкой на две части: верхнюю для механизма привода и нижнюю для релейных и дистанционных катушек управления. Жестяная крышка состоит из двух съемных частей, позволяющих иметь отдельный доступ к катушкам или механизму привода.

Действие привода происходит в следующей последовательности (рис. 2):

1. Подготовка к включению выключателя. При подготовке привода к включению груз поднимается (поворотом штурвала против часовой стрелки) до верхнего предела и в поднятом состоянии задерживается (запирается). Одновременно с поворотом штурвала поворачивается рычаг 14 (свободно сидящий на валу привода), на квадратной втулке которого насажен штурвал. Этот рычаг, доведенный до предела, запирается роликом элемента 18 и задерживается в заведенном состоянии (на рис. 2 рычаг 14 показан в запертом состоянии).

Поворот штурвала для поднятия груза может производиться вручную или автоматически посредством устройства типа АМР, описываемого ниже.

2. Включение выключателя. Для включения выключателя рычаг 14, задерживаемый роликом устройства 18, должен быть освобожден. Освобождение рычага производится кнопочным механизмом 20 путем нажатия до отказа кнопки «ВКЛ» или дистанционно — подачей тока в катушку 25. Освобожденный рычаг 14 под действием груза, вращаясь по часовой стрелке, захватывает крюкообразным сектором 16 рычаг 12 и доводит его до запираения сектором 26 (на рис. 2 показано зацепление рычага 12 при включенном положении выключателя). Так как рычаг 12 закреплен к валу привода 11, то при повороте рычага поворачивается вместе с ним и вал привода. Для ограничения поворота рычага 14 до 180° служит буфер 27. В начальный момент поворота рычага 14 имеющимся на нем и упирающимся в планку 3 роликом 15 взводится серповидный рычаг 1. Поднятый рычаг 1 защелкивается роликом удерживающей стойки 7 и, таким образом, подготавливается к действию на расцепление (отключение) при действии защиты.

3. Отключение выключателя. Отключение выключателя, т. е. срабатывание привода на отключение, производится действием на отключающий элемент ручного кнопочного управления 20 путем нажатия нижней кнопки «ОТКЛ» или дистанционно — с помощью катушки 24. При ручном отключении, в начальный момент нажа-

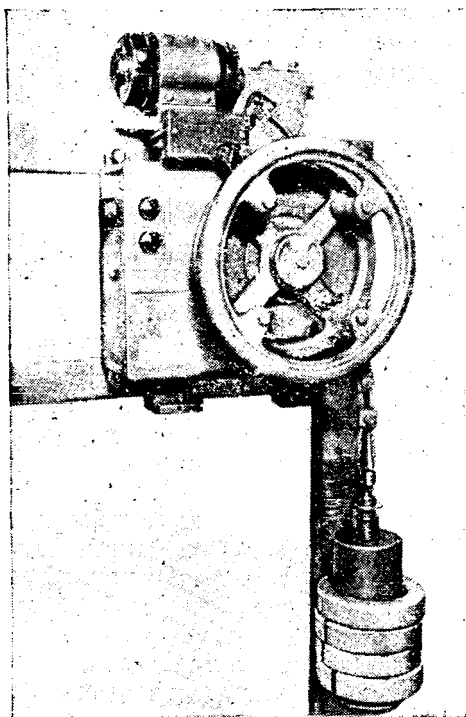


Рис. 1.

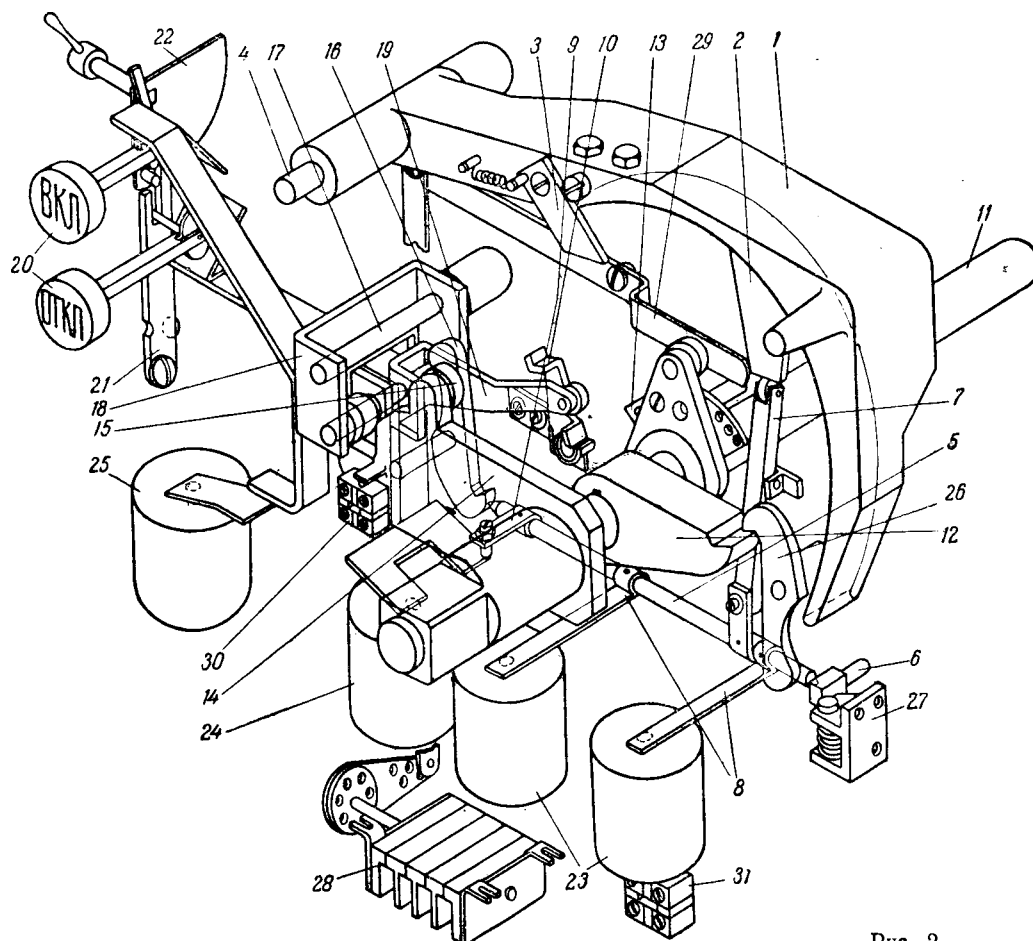


Рис. 2.

тия кнопки, правый конец рычага 19, поднимаясь вверх, выходит из сферы зацепления с роликом сектора 13, чем блокирует действие АПВ. При дальнейшем нажатии на кнопку «ОТКЛ» нижняя П-образная планка, прикрепленная к рычагу 19, поднимает планку 9 и поворачивает валик 5. Валик 5, поворачиваясь на небольшой угол, нажимает на стойку 7 и освобождает планку 2 серповидного рычага. Серповидный рычаг падает, ударяя по нижнему концу сегмента 26, и освобождает рычаг 12. Вал привода, находящийся под действием пружин выключателя, свободно поворачивается, не прелятствуя отключению выключателя.

Дистанционное отключение производится при подаче тока в катушку 24. При этом втягивающийся сердечник ударяет бойком по П-образной планке рычага 19 и, поднимая его, выводит из сферы АПВ, а затем, упираясь в винт планки 9, поворачивает валик 5, освобождая серповидный рычаг 1. Рычаг 1, падая, производит отключение. Для задержки рычага 19 в случае короткого импульса служит защелка 10, предотвращающая АПВ и отпускающая рычаг 19 только после полного отключения выключателя, когда рычаг механического пуска АПВ (на секторе 13) отождмет защелку 10.

4. Отключение с мгновенным механическим АПВ. При отключении выключателя от действия защиты происходит мгновенное АПВ. Защита дает ток в любую из двух катушек 23 и приводит в действие их сердечники,

которые бойками поднимают планки 8, жестко скрепленные с валиком 5. Валик, поворачиваясь, действует планкой (справа) на стойку 7 и освобождает серповидный рычаг 1. Рычаг 1, падая, ударяет по нижней части сегмента 26 и производит расцепление рычага 12.

Под действием пружин выключателя последний отключается, поворачивая одновременно вал привода против часовой стрелки. Вал привода поворачивает закрепленный на нем сектор 13 с рычагом механического пуска АПВ, который, ударяя о рычаг 19, действует на элемент 18, удерживающий роликом рычаг 14. Освобожденный рычаг 14 под действием груза поворачивается по часовой стрелке и включает выключатель (см. п. 2). Одновременно с поворотом рычага 14 производится взвод серповидного рычага 1.

Механическое АПВ может быть отрегулировано в пределах вращения вала привода от 50 до 180°. Рычаг механического пуска АПВ, находящийся на секторе 13, имеет 20 пределов установки, через каждые 5°.

В приводах АПВГ и первых приводах УГП рычаг 19 устанавливался на жестко закрепленной оси 17, что могло приводить при случайных заеданиях рычага 19 к недоотключению выключателя. В выпускаемых в 1953 г. приводах этот недостаток устранен.

5. Свободное расцепление. При действии привода на включение выключателя при оперативном или автоматическом повторном включении рычаг 14, поворачиваясь по часовой стрелке,



ке, взводит роликом 15 серповидный рычаг 1. Полный взвод рычага 1 производится при повороте рычага 14 на  $40^\circ$  по часовой стрелке. При дальнейшем повороте до  $180^\circ$  (на  $140^\circ$ ) рычаг 1 может свободно падать, расцепляя рычаг 12 как при начальном повороте на включение, так и при конечном запираании рычага 12 во включенном положении выключателя.

Серповидный рычаг 1, падая во время поворота рычага 14 (после начального поворота на  $40^\circ$ ), при воздействии на него защиты, а также при ручном или дистанционном отключении ударяет серповидной частью по свободному концу сегмента 16 и расцепляет сегмент 16 с рычагом 12, не допуская включения выключателя. При включенном положении выключателя и опущенном грузе рычаг 14 и сегмент 16 находятся справа. В этом случае серповидный рычаг 1 при его срабатывании (падении) ударяет своим концом по свободным концам сегментов 16 и 26 и расцепляет рычаг 12, т. е. отключает выключатель.

6. Вывод механического АПВ. В случаях необходимости временного вывода механического АПВ надлежит повернуть до упора имеющуюся на левой стороне привода ручку сектора 22. При этом планка 21, связанная с кнопкой «ОТКЛ», производит частичное вжатие кнопки. При этом кнопка приподнимает правый конец рычага 19 и выводит его из сферы действия на него рычага механического пуска АПВ сектора 13. Таким образом, при отключении выключателя и повороте при этом вала 11 и сектора 13 против часовой стрелки ролик рычага на секторе 13 пройдет над приподнятым рычагом 19 и не произведет автоматического повторного включения.

7. Блокировка привода с разъединителями. На левой стенке привода может быть установлен блокзак любой конструкции для блокировки привода в отключенном состоянии выключателя, предотвращающей ошибочные действия с разъединителями.

Для запираания привода блокзамком необходимо, нажав на кнопку «ОТКЛ» до упора, отключить выключатель. При нажатии кнопки связанная с ней планка 21 (заслонка отверстия) открывает отверстие для стержня блокзамка, через которое стержень блокзамка, выдвигаясь внутрь привода, удерживает планку 21 от возвращения ее в первоначальное положение. Отодвинутая и заклиненная стержнем блокзамка планка 21 удерживает вжатой кнопку «ОТКЛ», которая в свою очередь удерживает рычаг 19 в положении отключения приводом выключателя (п. 3). При таком положении механизма привода, в случае ошибочного действия на кнопку «ВКЛ» или дистанционно — на катушку 25 падающий груз не произведет включения выключателя, так как серповидный рычаг 1 постоянно будет находиться в нижнем положении и не допустит зацепления рычага 12 с сегментом 16.

8. Электрическое (релейное) АПВ. Релейная электрическая схема АПВ для универсального привода может быть осуществлена по типовым схемам, как и для соленоидных приводов, но при этом необходимо в приводе исклю-

чить механическое АПВ. Для этого нужно в приводе удалить находящийся на секторе 13 рычаг с роликом и защелку 10.

Импульс тока на включение от релейной схемы АПВ должен подаваться на катушку 25 дистанционного включения.

9. Автоматическое включение резервного питания (АВР). При использовании привода для автоматического включения резервного питания может быть применена механическая или электрическая схема. Механическое включение производится действием на кнопку «ВКЛ» привода выключателя резервного элемента с помощью тяги, действующей от вала привода рабочего элемента.

Электрическая схема включения предусматривается путем подачи импульса тока через блок-контакты привода рабочего элемента на катушку включения 25 привода резервного элемента. В последнем при этом необходимо исключить механическое АПВ, как указано в п. 8.

При осуществлении включения привод имеет вращение вала и штурвала по часовой стрелке на  $180^\circ$ . Применяя зубчатую или рычажную передачу от вала привода к валу выключателя, привод можно устанавливать к выключателям, имеющим вращение вала против часовой стрелки, а также поступательное движение рычагов.

Времена отключения, включения и цикла механического АПВ зависят от типа выключателя, веса груза и трения подвижных частей. Обычно для выключателей 3—35 кВ с универсальным приводом эти времена близки примерно к временам для выключателей с электромагнитными приводами.

Катушки (электромагниты) включения и отключения могут быть установлены на любые стандартные напряжения постоянного или переменного тока. Вместо катушек отключения, нормально поставляемых заводом, могут быть установлены катушки от реле к приводам типа КАМ или ПРБА мгновенного действия, а также с выдержкой времени.

На приводе имеются сигнально-командные блокконтакты 28 типа КСА, действующие в зависимости от положения вала привода, блокконтакты 30, действующие в зависимости от положения груза, а также блокконтакты 31 защиты от многократного включения, применяемые в случае установки на приводе устройства АМР.

С целью облегчения подъема груза вручную при максимальном весе груза нормальный штурвал диаметром 320 мм может заменяться штурвалом диаметром 500 мм.

Для облегчения груза привода, а следовательно смягчения удара при его срабатывании, необходимо устанавливать соединительные рычаги разной длины — на вал выключателя — рычаг на 20—30% длиннее, чем рычаг на вал привода. Закрепление рычагов на валу выключателя и валу привода необходимо производить при соблюдении выгодных углов, т. е. при включенном положении выключателя рычаг вала выключателя не должен быть повернут вниз от горизонтали более  $30^\circ$ , а рычаг вала привода — менее  $60^\circ$ .

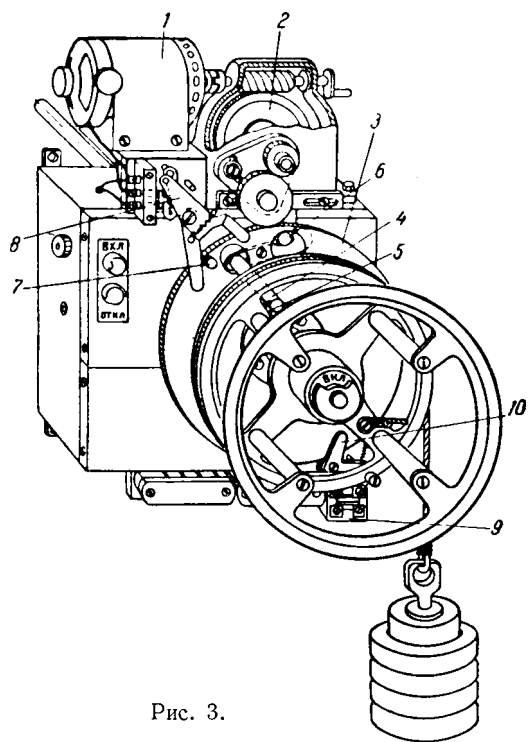


Рис. 3.

### Устройство автоматического подъема груза

Устройство автоматического подъема груза типа АМР осуществляет автоматический подъем груза привода после каждого срабатывания привода на включение выключателя. Посредством его может быть осуществлено также двукратное АПВ.

В основном устройство (рис. 3) состоит из однофазного маломощного электродвигателя 1 (50—100 *вт*), редуктора 2, соединительной зубчатой передачи 3 и конечного быстродействующего выключателя 8. Для блокировки от прыгания на сердечник отключающей катушки устанавливаются блокконтакты 9.

Действие этого устройства заключается в следующем:

1. Подготовка привода к включению выключателя. Посредством электродвигателя 1, вращающего редуктор 2, приводится во вращение зубчатый диск 3. Последний, вращаясь против часовой стрелки посредством нажимного элемента 10, захватывает ролик 4 имеющийся на шкиве привода зуб 5 и приводит во вращение шкив привода, имеющий груз. Шкив, поворачиваясь на 180°, запирается механизмом внутри привода.

Зубчатый диск, продолжая свое вращение, производит при этом посредством планки с роликом 6 расцепление зубчатого диска со шкивом. После расцепления производится отключение электродвигателя посредством укрепленного на диске ролика 7, воздействующего на рычаг конечного выключателя 8. Таким образом, привод

заведен, т. е. готов к включению соединенного с ним выключателя.

2. Включение выключателя. При срабатывании привода на включение выключателя шкив привода, вращаясь по часовой стрелке под действием груза, посредством установленного на шкиве ролика, действует на рычаг конечного отключения выключателя 8 и производит включение электродвигателя 1. Последний приводит в действие редуктор, и снова повторяется указанная выше подготовка привода к включению выключателя.

3. Однократное АПВ. После действия механического однократного АПВ при правильной регулировке механизма привода повторное включение выключателя не произойдет даже в случае неуспешной работы АПВ.

При автоматическом повторном включении на устойчивое короткое замыкание отключение выключателя происходит обычно в промежуток времени не более 3—4 сек., а подготовка привода к включению происходит минимум в течение 6 сек. Следовательно, имеющегося разрыва времени достаточно для запирающего шкива и удерживания от включения выключателя.

Для последующего включения выключателя необходимо воздействие на кнопку управления привода или дистанционно на катушку включения.

4. Двукратное АПВ. Для осуществления двукратного механического АПВ требуется заменить конечный выключатель 8 специальным выключателем для двукратного АПВ и внутри привода переставить рычаг механического АПВ (имеющий 20 пределов установки) так, чтобы при отключенном выключателе указанный рычаг не позволял запирающий шкив в положении, подготовленном к включению выключателя.

Специальный выключатель 8 для двукратного АПВ при повторном действии привода на включение не допускает повторного включения двигателя, и, следовательно, привод после второго срабатывания на включение не будет подготовлен к включению выключателя (не будет заведен). Второй цикл АПВ произойдет через промежуток времени, потребный для подготовки привода к включению, т. е. через 6—10 сек.

При дистанционном управлении катушкой включения привода на кнопке управления предусматривается контакт (или промреле), замыкающий цепь питания электродвигателя, с последующим разрывом блокконтактами выключателя после его включения.

Для выполнения двукратного АПВ посредством электрической релейной схемы необходимо удалить из привода рычаг с роликом механического АПВ. Специального выключателя 8, устанавливаемого для механического двукратного АПВ, не требуется.

Устройство АМР легко может быть установлено на приводах АПВГ или УПГ, уже находящихся в эксплуатации.



## О применении тепловых насосов для использования тепла охлаждения гидрогенераторов<sup>1</sup>

Канд. техн. наук Н. Н. Кошкин, канд. техн. наук Е. С. Курылев  
и доктор техн. наук Л. М. Розенфельд

За последние годы непрерывно возрастает интерес к тепловым насосам, или так называемым системам динамического отопления, однако до последнего времени динамическое отопление не нашло еще в наших условиях сколько-нибудь широкого применения.

Значительный технический прогресс в советском машиностроении, развитие холодильной техники и строительство мощных гидроэлектрических станций создают благоприятные условия для начала внедрения в ряде случаев динамического отопления.

Так, в настоящее время в южных районах страны назрела потребность в кондиционировании воздуха, основанном на искусственном его охлаждении холодильными машинами, которые в зимнее время могут быть использованы для динамического отопления.

Обсуждение перспектив использования той или иной системы динамического отопления на страницах журнала «Электрические станции» имеет большое значение для правильного выбора типа холодильной машины применительно к конкретным условиям объекта.

Авторы данной статьи в содружестве со Сталинградгидростроем принимали участие в разработке проектного задания системы динамического отопления для Сталинградской гидростанции, в процессе работы над которым возникли следующие соображения.

Термодинамический цикл воздушной холодильной машины имеет существенные теоретические преимущества перед циклом паровой холодильной машины, заключающиеся в основном в уменьшении необратимых потерь в процессах подвода и отвода тепла, протекающих при переменных температурах (в соответствии с изменением температур источников тепла).

Однако значения холодильного и отопительного коэффициентов действительного цикла воздушной машины оказываются значительно ниже коэффициентов паровой холодильной машины. Причина этого обстоятельства кроется в специфических для воздушной машины соотношениях между работой компрессора и расширителя и количеством подведенного и отведенного тепла. Из рис. 1, на котором изображен теоретический цикл воздушной холодильной машины в  $TS$ -диаграмме следует, что работа компрессора  $Al_k$ , выраженная в теп-

ловых единицах (площадь под изобарой 2-5), больше количества отведенного тепла  $q$  в нагревателе воды (площадь под линией 2-3) или в предельном случае равна ему (при  $T_3 = T_1$ ). Точно так же работа расширителя  $Al_p$  больше количества подведенного тепла  $q_0$  или в предельном случае равна ему.

Для указанного предельного случая отопительный коэффициент воздушной машины будет равен:

$$\mu = \frac{q}{Al_k - Al_p} = \frac{Al_k}{Al_k - Al_p}. \quad (1)$$

Если пренебречь потерями напора при циркуляции воздуха внутри машины, но учесть адиабатический  $\eta_{ad}$  и механический  $\eta_{мк}$  к. п. д. компрессора, а также относительный индикаторный  $\eta_{io}$  и механический  $\eta_{мр}$  коэффициенты расширителя, то выражение (1) примет для предельного случая вид:

$$\mu = \frac{\frac{Al_k}{\eta_{ad}}}{\frac{Al_k}{\eta_{ad}\eta_{мк}} - Al_p \cdot \eta_{io} \cdot \eta_{мр}} = \frac{\eta_{мк}}{1 - \frac{T_3}{T_2} \eta_{io} \cdot \eta_{ad} \cdot \eta_{мк} \cdot \eta_{мр}}. \quad (2)$$

Выражение (2) показывает, что отопительный коэффициент воздушной машины в значительной степени определяется величинами к. п. д. компрессора и расширителя, так как отношение  $\frac{T_3}{T_2}$  близко к единице.

Для турбомашин можно было бы принять:  $\eta_{io} = 0,88$ ;  $\eta_{ad} = 0,85$ ;  $\eta_{мк} = \eta_{мр} = 0,98$ .

Если для наиболее благоприятного для воздушной машины случая (хотя и невероятного) принять  $\frac{T_3}{T_2} = 1$ , то независимо от температуры источников тепла предельное значение действи-

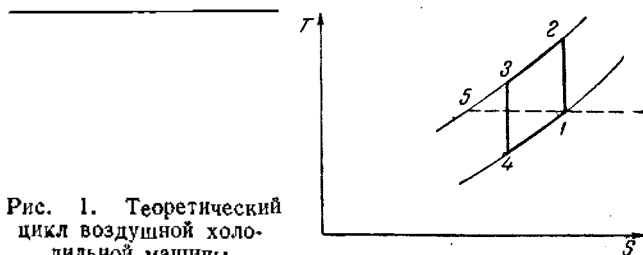


Рис. 1. Теоретический цикл воздушной холодильной машины.

<sup>1</sup> «Электрические станции», 1950, № 7 и 1951, № 6.

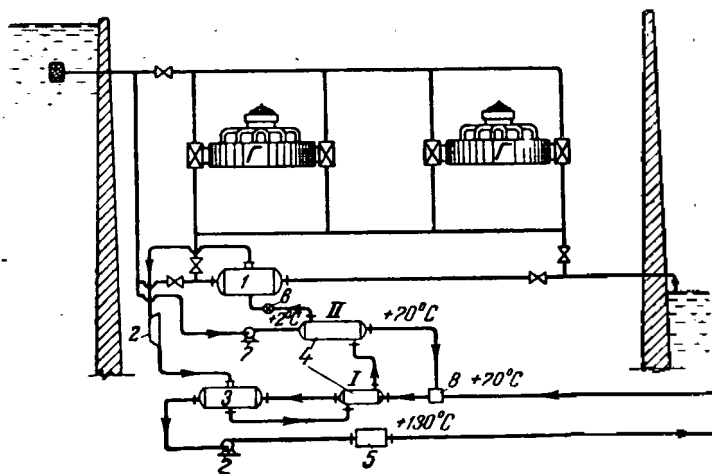


Рис. 2. Схема динамического отопления.

1 — испаритель; 2 — турбокомпрессор; 3 — конденсатор; 4 — переохладитель I и II; 5 — электродогреватель; 6 — дроссели; 7 — насосы; 8 — смесители; 9 — отопительное устройство.

тельного отопительного коэффициента окажется равным:

$$\eta = \frac{0,98}{1 - 0,88 \cdot 0,85 \cdot 0,93 \cdot 0,98} = 3,5.$$

При практически возможном в данном случае отношении  $\frac{T_3}{T_2} = 0,85$  значение отопительного коэффициента падает до 2,5. В действительности, как показывают расчеты и следует из статьи проф. Г. И. Фукса<sup>2</sup>, значения данного коэффициента для воздушной машины не превышают 1,6–1,8.

При таких значениях отопительного коэффициента динамическое отопление окажется неспособным конкурировать с отоплением при помощи центральных котельных, так как затраты на оборудование в случае применения динамического отопления значительны.

У паровых холодильных машин коэффициенты действительного цикла не так резко отличаются от коэффициентов теоретического цикла, так как в этом случае работа компрессора существенно меньше количества отведенного тепла и к. п. д. компрессора не оказывает столь значительного влияния на величину отопительного коэффициента действительного цикла.

Применение для динамического отопления паровых турбокомпрессоров с несколькими ступенями сжатия позволяет улучшить цикл путем введения многократного дросселирования с числом отборов пара, соответствующим числу ступеней. Однако расчеты показывают, что чрезмерное увеличение числа отборов не приводит к существенному улучшению отопительного коэффициента, величина которого может быть дополнительно повышена путем применения глубокого переохлаждения рабочего тела (переохладитель II на рис. 2). В частности, если применить схему открытого горячего водоснабжения (непосредственный водоразбор), то в дополнительный переохладитель может поступать вода, расходуемая на горячее водоснабжение и на подпитку тепловых сетей. Здесь она нагревается от температуры воды в ре-

ке до температуры обратной воды в тепловой сети. В этих условиях рабочее тело в переохладителе II охлаждается настолько, что оказывается возможным осуществить цикл всего с одним-двумя отборами пара, что существенно упрощает схему машины. Такой цикл приведен на рис. 3.

При температуре кипения рабочего тела 0°C и температуре конденсации 97°C (что оказывается достаточным для получения горячей воды с температурой 97°C с учетом использования теплоты перегрева) в случае применения в качестве рабочего тела фреона-11 удастся получить действительный отопительный коэф-

фициент цикла равным 3,04, что значительно превышает значения коэффициента для воздушной машины. При температурах наружного воздуха выше расчетной, т. е. в теплые дни, значения отопительного коэффициента повышаются и доходят при +5°C до 4,1. Таким образом, энергетические преимущества оказываются на стороне паровой холодильной машины.

Схеме «воздух—вода» свойственны и другие серьезные недостатки. При одинаковой производительности машин количество воздуха, циркулирующего в системе воздушной машины, будет в 10–11 раз больше количества циркулирующего фреона-11. Это, очевидно, в известной мере должно отразиться как на размерах, так и на весе воздушной машины по сравнению с паровой холодильной машиной.

Известно, что в настоящее время назрела потребность в крупных турбохолодильных агрегатах в различных областях промышленности. Предлагаемый для динамического отопления фреоновый турбохолодильный агрегат может найти широкое практическое применение и количество серийно изготавливаемых машин будет достаточно велико. В этом заключается еще одно существенное преимущество его перед воздушной машиной.

Немаловажным обстоятельством является степень взаимной связи между оборудованием системы динамического отопления и агрегатами самой гидростанции. В случае применения воздушных машин эта связь должна быть очень тесной: воздушные машины должны быть установлены в непосредственной близости от генераторов, так как

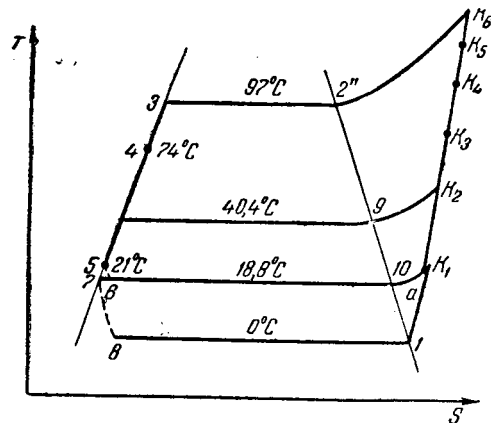


Рис. 3. Цикл паровой системы динамического отопления.

<sup>2</sup> „Электрические станции“, 1951, № 6.

прокладывать воздуховоды больших размеров, даже на небольшие расстояния, нежелательно. Это обстоятельство может потребовать увеличения размеров машинного зала. Паровые же машины допускают более свободное размещение их и могут быть установлены в помещении, независимом от машинного зала гидростанции. Воздушной машиной должен быть снабжен каждый установленный гидрогенератор, так как в соответствии с графиком нагрузки электростанции в некоторые периоды года число работающих турбин может изменяться, причем в работе могут оказаться любые из установленных турбин, а не только снабженные тепловыми насосами. В итоге установленная мощность тепловых насосов может иметь малое число часов использования, что увеличит стоимость единицы выработанного тепла. В то же время число и мощность установленных паровых турбокомпрессоров могут быть выбраны в соответствии с реальным графиком нагрузки гидростанции, с одной стороны, и с потребностью в тепле у потребителей, — с другой. Этот факт в сочетании с возможностью снятия пиковых тепловых нагрузок электрическими подогревателями сетевой воды позволит повысить использование оборудования в течение всего отопительного сезона.

Надо также иметь в виду, что применение паровой системы даст возможность использовать тепло не только генератора, но и трансформаторов, что не имеет места в случае воздушной машины.

Монтаж и наладка паровой системы динамического отопления могут производиться независимо от времени монтажа оборудования гидростанции. При воздушной системе это окажется невозможным.

Наконец, в летнее время установленная мощность холодильных машин может быть использована для кондиционирования воздуха как в зда-

нии гидростанции, так и в зданиях городка при гидростанции, что должно будет способствовать уменьшению стоимости как тепла, так и холода. Такое комплексное использование установленного оборудования не может иметь места при установке воздушных машин, так как отводить воздух из циркуляционного кольца генератор—холодильная воздушная машина возможно лишь для кондиционирования воздуха в помещениях самой гидростанции, но не для других объектов, расположенных вне здания гидростанции.

## Выводы

1. Воздушная холодильная машина по своим специфическим особенностям в рассматриваемом интервале температур требует для производства тепла вдвое больше электроэнергии, чем паровая холодильная машина.

2. Применение воздушной машины вследствие ее тесной связи с основным оборудованием гидростанции будет иметь своим следствием увеличение размеров станции, плохое использование установленных холодильных машин, затруднения в монтаже и эксплуатации основного оборудования.

3. Паровая система динамического отопления имеет значительно лучшие энергетические показатели и не обладает многими недостатками воздушных машин.

4. Паровая холодильная машина может быть легко использована в летнее время для целей кондиционирования воздуха, что значительно труднее осуществляется при применении воздушной холодильной машины.

5. Внедрение паровой системы динамического отопления дало бы мощный толчок развитию советского холодильного турбокомпрессоростроения для различных областей промышленности.

Доктор техн. наук Г. И. Фунс

Применение на гидроэлектростанциях паровых тепловых насосов с фреоном, углекислотой и т. п. с точки зрения надежности работы станции является нежелательным, а возможно и недопустимым. Утечка рабочего агента теплового насоса и его распространение по помещению при повреждении системы теплового насоса может создать тяжелые условия работы персонала, вплоть до необходимости остановки основных агрегатов.

Кроме того, серьезным недостатком всех предложенных схем с паровыми тепловыми насосами является необходимость устройства теплообменников больших размеров для передачи тепла от воздуха либо от воды к фреону в добавление к обычно устанавливаемым водяным холодильникам, которые, очевидно, следует сохранить в схеме станции на случай необходимости отключения установки по утилизации тепла.

В противоположность этому, применяя воздушный тепловой насос, можно избежать необходимости устраивать какие-либо добавочные теплообменники, так как воздух может быть направлен для охлаждения генератора непосредственно пос-

ле его расширения в турбине теплового насоса (детандере). Утечка рабочего тела совершенно безопасна и легко может быть пополнена. Поэтому надо считать применение воздушного теплового насоса более рациональным, чем парового теплового насоса, даже если последний будет иметь несколько более высокие энергетические показатели. В действительности, как показывает приведенный ниже расчет, преимущества парового теплового насоса не столь велики практически, как это может показаться на первый взгляд.

В каждом теплообменнике в системе парового теплового насоса надо иметь какую-то разность температур, чтобы обеспечить теплопередачу. Так, в схеме «вода — фреон — вода» инж. П. М. Матко имеются два теплообменника. Допустим в испарителе разность температур  $5^{\circ}\text{C}$ , а в теплообменнике для передачи тепла от воздуха к воде, с учетом малого коэффициента теплоотдачи от воздуха,  $10^{\circ}\text{C}$ . При температуре охлажденного воздуха  $35^{\circ}\text{C}$  температура испарения фреона будет  $20^{\circ}\text{C}$ . Если ставить своей задачей получение горячей воды для отопления с температурой  $90\div 95^{\circ}\text{C}$ ,

температура конденсации фреона не может быть взята ниже  $100^{\circ}\text{C}$ . Степень совершенства теоретического цикла теплового насоса при этих условиях будет:

$$q_T = \frac{273 + 100}{100 - 20} = 4,67^*.$$

Примем относительный к. п. д. действительного цикла парового теплового насоса равным 0,55. Тогда действительная степень совершенства парового теплового насоса будет равна:

$$q = 4,67 \cdot 0,55 = 2,56$$

и расход электроэнергии в системе парового насоса составит  $455 \text{ кВтч}$  на  $1 \text{ мккал}$  тепла, отпускаемого потребителю, причем 39% этого тепла будет получаться за счет электроэнергии, а 61% будет извлечен из воздуха, охлаждающего генератор. Но одновременно надо учесть затрату электроэнергии на привод вентилятора для воздуха и на циркуляционный насос для воды. Пусть воздух при охлаждении генератора нагревается от  $35$  до  $60^{\circ}\text{C}$ . Количество воздуха, которое надо пропускать через установку на  $1 \text{ мккал/час}$ , будет (при температуре  $35^{\circ}\text{C}$ ):

$$V_s = \frac{0,610 \cdot 10^6}{0,31 \cdot 25} \cdot \frac{308}{273} \cdot \frac{1}{3600} = 24,7 \text{ м}^3/\text{сек}.$$

В установке с воздушным тепловым насосом сопротивление воздушного тракта на стороне низкого давления может быть принято в  $200 \text{ мм вод. ст.}$  При паровом тепловом насосе надо к этой величине прибавить сопротивление теплообменника. Это сопротивление обусловлено скоростью воздуха в теплообменнике, которая не может

\* Обычно эта величина носит название коэффициента преобразования или коэффициента трансформации теплового насоса. Ред.

быть взята слишком низкой, так как необходимо обеспечить соответствующий коэффициент теплоотдачи от воздуха. Примем сопротивление теплообменника с воздушной стороны  $100 \text{ мм вод. ст.}$ , т. е. общее сопротивление воздушного тракта  $300 \text{ мм вод. ст.}$  Тогда затрата мощности на вентилятор составит:

$$P_s = \frac{24,7 \cdot 300}{102 \cdot 0,7} = 104 \text{ кВт}.$$

Мощность циркуляционного насоса оценим в  $10 \text{ кВт}$ . Общая затрата электроэнергии в паровом тепловом насосе будет:

$$455 + 104 + 10 = 569 \text{ кВтч/мккал}.$$

Это составляет 71–80% от затраты электроэнергии на работу воздушного теплового насоса.

При этом сопоставлении следует также учесть, что температура горячего воздуха на выходе из компрессора достигает  $139\text{--}151^{\circ}\text{C}$  и, следовательно, около половины тепла, отводимого от сжатого воздуха, может быть использовано для получения пара низкого давления, пригодного не только для отопления, но и для других целей. Для получения пара низкого давления в установке с паровым тепловым насосом надо иметь температуру конденсации не ниже  $110^{\circ}\text{C}$ , что увеличит затрату электроэнергии на  $1 \text{ мккал}$  до  $605 \text{ кВтч}$ , т. е. до 74–84% от соответствующей величины для воздушного теплового насоса.

Таким образом, можно считать, что степень совершенства установки с воздушным тепловым насосом в указанных условиях практически мало отличается от соответствующей величины для установки с паровым тепловым насосом. Преимуществами же установки с воздушным тепловым насосом являются простота, полная надежность и компактность оборудования.

## Проф. В. С. Мартыновский

Система «воздух—вода», которую предпочитает проф. Г. И. Фукс, обладает определенными преимуществами по сравнению с системами, в которых обратный цикл осуществляется фреоном или иным низкокипящим веществом, так как оборудование при системе воздух—вода во многих отношениях более простое. Однако нельзя согласиться с рядом положений, а также с выводами, к которым приходит проф. Фукс. Так, он без достаточных к тому оснований делает вывод, что степень совершенства схемы «воздух—вода» не должна заметно отличаться от схем с паровым тепловым насосом.

В действительности же для воздушного цикла вследствие специфических потерь энергии, связанных с близким к единице отношением работы воздушной турбины к работе компрессора, невозможно получить высокую степень совершенства цикла.

Под степенью совершенства  $\alpha$  следует понимать отношение действительного коэффициента преоб-

разования теплового насоса  $q_d$  к теоретическому коэффициенту преобразования  $q_T$ :

$$\alpha = \frac{q_d}{q_T}.$$

Рассматривая пример, отвечающий изображенному на рис. 1 циклу, проф. Фукс приходит к выводу, что можно ожидать величину действительного коэффициента трансформации теплового насоса:

$$q_d = \frac{Q}{AL} = 1,45 \div 1,61$$

в зависимости от численных значений коэффициентов, характеризующих работу компрессора и турбины ( $\eta_{oi}$ ,  $\eta_{ad}$ ,  $\eta_{mc}$ ,  $\eta_{mt}$ ), причем он по непонятной причине называет величину  $q_d$  степенью совершенства установки.

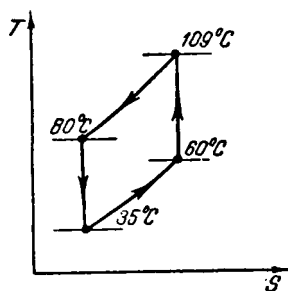


Рис. 1. Воздушный цикл без регенерации.

Теоретическое значение коэффициента преобразования при этих температурах равно:

$$q_T = \frac{Q}{AL} = 7,8.$$

Таким образом, даже приняв наибольшее значение действительного коэффициента преобразования, мы получим значение степени совершенства теплового насоса по схеме „воздух—вода“, равной всего

$$\alpha = \frac{q_d}{q_T} = \frac{1,61}{7,8} = 0,21.$$

Как показывают расчеты, действительный паровой цикл является значительно более совершенным.

Так, считая ориентировочно, что температура конденсации агента в цикле будет равна  $+100^\circ\text{C}$ , а температура кипения агента  $+40^\circ\text{C}$ , значение теоретического коэффициента трансформации будет равно:

$$q_T = \frac{T}{T - T_0} = \frac{373}{60} = 6,2.$$

Исходя из опытных данных, накопленных в хладотехнике, вполне допустимо считать, что степень совершенства теплового насоса при применении обратного парового цикла лежит в пределах от 0,5 до 0,6.

Тогда, приняв нижний предел значения  $\alpha$ , действительный коэффициент трансформации будет равен:

$$q_d = \alpha q_T = 0,5 \cdot 6,2 = 3,1.$$

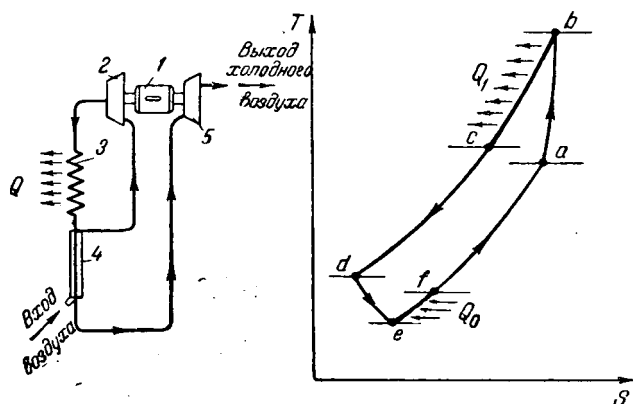


Рис. 2. Схема и диаграмма воздушного теплового насоса—холодильной машины.

1—электродвигатель; 2—компрессор; 3—поверхность теплоотдачи; 4—регенератор; 5—турбина теплового насоса (детандер).

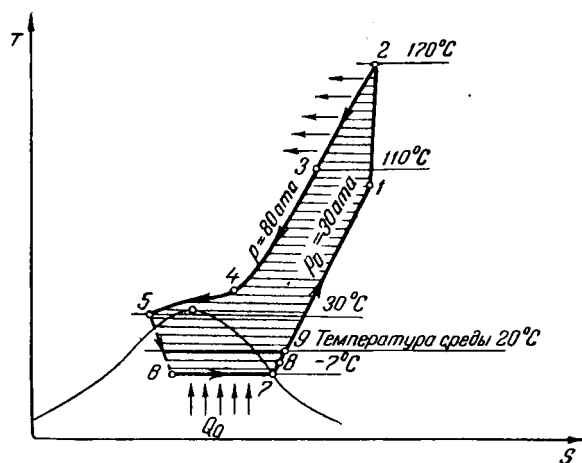


Рис. 3. Углекислотный цикл для совместной выработки тепла и холода.

Таким образом, можно считать, что действительный коэффициент преобразования при паровом цикле имеет почти в 2 раза более высокое значение, чем при применении обычного воздушного цикла.

Попутно отметим, что проф. Фукс принимает в расчетах температуру воздуха, подаваемого на охлаждение в генераторы, равной  $+35^\circ\text{C}$ , что может иметь место лишь в летний период, когда потребление горячей воды с температурой около  $70-80^\circ\text{C}$  резко сокращается, ограничиваясь только нуждами горячего водоснабжения.

Приведенные критические соображения вовсе не означают, однако, что воздушный обратимый цикл в тепловом насосе бесперспективен.

Напротив, регенеративный воздушный цикл может обеспечивать довольно высокую степень совершенства, но только в том случае, когда он будет служить совместно двум целям: получению холода (например, для охлаждения генераторов) и тепла сравнительно высокого потенциала (выше  $100^\circ\text{C}$ ), которое может быть использовано для получения пара низкого давления для различных технологических нужд в химической, пищевой и других отраслях промышленности.

Схема и диаграмма воздушного теплового насоса для совместной выработки тепла и холода показаны на рис. 2. На диаграмме тепло высокого потенциала показано потоком  $Q_1$ , а холод—потоком  $Q_0$ .

В такой установке воздух или другой газ, выходящий из компрессора, поступает в парогенератор или в водоподогреватель, а воздух, выходящий из турбины (детандера), служит целям охлаждения.

Аналогичная регенеративная установка для совместного получения тепла и холода, но бездетандерная, может быть осуществлена и при работе углекислотным циклом. Цикл такой установки в тепловой диаграмме изображен на рис. 3.

Как показывают числовые расчеты, степень совершенства регенеративной установки, служащей для совместной выработки тепла и холода, оказывается весьма высокой<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> В. С. Мартыновский, Циклы для совместного получения тепла и холода, „Холодильная техника“, 1951, № 3.



## Выводы

1. Рассматриваемая проф. Г. И. Фуксом система теплового насоса по схеме «воздух—вода» при применении обычного обратного воздушного цикла менее целесообразна в энергетическом отношении, чем схема с паровым тепловым насосом (следует ожидать в ней примерно в 2 раза более низкий действительный коэффициент преобразования).

Инж. Н. Д. Смирнов

Инж. П. М. Матко и доктор техн. наук Г. И. Фукс выступили с рядом критических замечаний о моей статье «Использование отбросного тепла гидрогенераторов».

Инж. Матко возражает против использования в моих расчетах максимально допустимых температур нагретого и охлажденного воздуха в генераторе, хотя такие температуры и являются наиболее оптимальными для работы теплового насоса и, в частности, принимаются также проф. Фуксом: вместе с тем инж. Матко не указывает, какие же следует принять температуры для таких расчетов.

Проф. Г. И. Фукс по вопросу сравнения двух схем работы теплового насоса ограничивается лишь указанием числовых значений коэффициентов экономичности работы, без учета энергии на дополнительную работу центробежных насосов и экономии от сокращения расхода напорной воды и т. п.

Выведенный проф. Фуксом коэффициент экономичности для паровых тепловых насосов уменьшен, так как, во-первых, теорией и практикой установлено, что для теплового насоса выгодно производить нагрев сетевой воды до температуры ниже общепринятой в отоплении (т. е.  $95^{\circ}\text{C}$ ), могущий дать значительную экономию расхода электроэнергии на привод компрессора и, кроме того, экономичность работы теплового насоса должна определяться по средней температуре сетевой воды за отопительный сезон, а не по максимальной, как это сделано проф. Фуксом.

По мнению проф. Фукса, работа теплового насоса на фреоне-11 в случае повреждений системы может создать тяжелую обстановку на электростанции. Однако по данным проф. Цыдика и других фреон-11 по степени вредности может быть отнесен в одну группу с  $\text{CO}_2$  и, следовательно, должен считаться безвреднее других рабочих тел, применяемых в холодильной промышленности.

Предлагаемая проф. Фуксом схема воздушного теплового насоса требует применения дополнительного агрегата — воздушной турбины, которая должна будет работать при неравномерном поступлении теплого воздуха из подогревателя сетевой воды в зависимости от потребности в теплоснабжении.

Основным же недостатком схемы «воздух—сетевая вода» является незначительная экономия в расходе электроэнергии, составляющая по данным проф. Фукса всего  $31\div 38\%$ , тогда как практически при работе парового теплового насоса

2. Тепловой насос с воздухом, водородом или иным газом в качестве рабочего тела целесообразно применять для совместной выработки тепла и холода для технологических нужд в промышленности. Регенерация тепла как в этом случае, так и для парового цикла обеспечивает значительно более высокую степень совершенства, чем в обычном воздушном цикле.

экономия по сравнению с прямым нагревом электрическим током может быть значительно большей.

Из трех возможных схем работы парового теплового насоса две были уже описаны автором в упомянутой его статье, а именно: первая схема «воздух—фреон—вода» и вторая схема «воздух—вода—фреон—вода».

При работе по третьей схеме «вода—фреон—вода» охлаждение воздуха гидрогенераторов осуществляется проточной водой из верхнего бьефа, которая после охладителей воздуха перед сбросом в нижний бьеф (вся или часть) пропускается сначала через фреоновый испаритель и только после этого сбрасывается в нижний бьеф.

Если температуру проточной воды, поступающей в воздухоохладители за отопительный период, принять равной в среднем  $10^{\circ}\text{C}$ , а температуру выходящей из воздухоохладителей воды принять, как и по второй схеме, равной  $30^{\circ}\text{C}$ , то температурный перепад воды в воздухоохладителе будет равен  $20^{\circ}\text{C}$  вместо  $3^{\circ}\text{C}$  по второй схеме и, следовательно, для создания одинакового холодильного эффекта количество воды, протекающей через воздухоохладители, при работе по третьей схеме должно быть примерно в 6—7 раз меньше, чем по второй.

Такое уменьшение количества подаваемой в воздухоохладители воды на практике может быть осуществлено регулированием задвижек на трубопроводах, подающих воду.

Преимуществом предложенной ранее схемы «воздух—фреон—вода» является ее универсальность, подтверждением чего может служить приведенная ниже одна из возможных схем работы установки теплового насоса в теплые дни года (рис. 1).

Из этой схемы видно, что если температура охлаждающей воды (принятая равной от 5 до  $10^{\circ}\text{C}$  как средняя для отопительного сезона) ниже температуры рабочего тела (фреона) в испарителе ( $25\text{—}30^{\circ}\text{C}$ ), а следовательно, и воздуха, то охлаждение генератора может производиться без участия компрессора (охлаждение посредством низкикипящей жидкости).

При осуществлении такой схемы воздухоохладители (они же испарители фреона) представляют собой паровые котлы (работающие при давлении несколько выше атмосферного), в которых происходит парообразование низкикипящей жидкости (например, фреона) за счет отдачи тепла воздухом, нагретым в генераторе. Если по условиям тепловой нагрузки потребители не нуждаются в отдаче тепла, то компрессор может быть



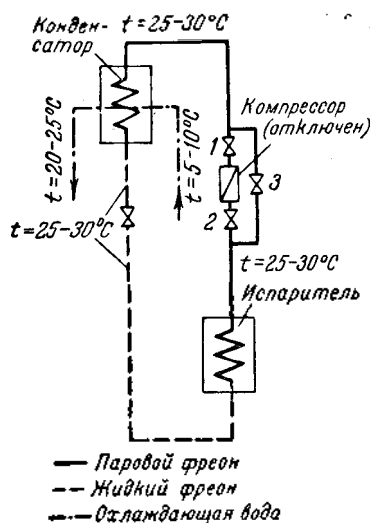


Рис. 1. Схема применения бескомпрессорного охлаждения вентилярующего генератора воздуха низкокипящей жидкостью.

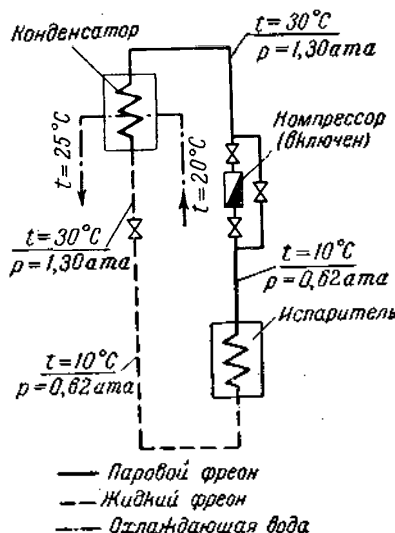


Рис. 2. Схема применения теплового насоса как холодильной машины для охлаждения вентилярующего генератора воздуха.

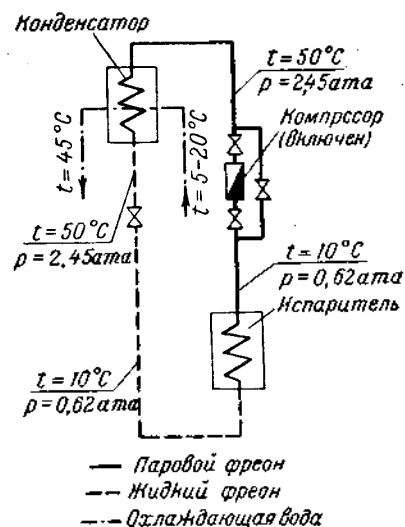


Рис. 3. Схема применения теплового насоса одновременно для теплоснабжения и для охлаждения вентилярующего генератора воздуха (тепловой насос работает одновременно и как холодильная машина).

отключен из работы установки с пропуском паров фреона (или иного рабочего тела) помимо компрессора через обвод.

Конденсация паров фреона в конденсаторе в этом случае должна производиться речной напорной водой вместо обратной воды из отопительных систем, и, таким образом, установка полностью переключается на выполнение функции охлаждения воздуха, вентилярующего генератор, без затраты мощности компрессора.

Расход напорной воды для конденсации паров фреона будет примерно равен расходу проточной воды, потребной на охлаждение воздуха обычным путем, через воздухоохладители.

Такой способ охлаждения воздуха для вентиляции генераторов посредством низкокипящей жидкости может быть с выгодой использован в низконапорных гидроэлектростанциях, даже без установки теплового насоса (компрессора) для целей теплоснабжения, так как при осуществлении этой схемы отпадает необходимость в установке насосов для воздухоохладителей генераторов, а следовательно, исключается расход электроэнергии на их работу<sup>1</sup>.

Рассматриваемая схема позволит использовать тепловой насос также для целей охлаждения генераторов, когда желательно получить температуру воздуха, поступавшего на охлаждение генератора, а следовательно, и температуру испарения рабочего тела (например, фреона) ниже температуры охлаждающей проточной воды в конденсаторе (рис. 2).

Понижение температуры испарения рабочего тела, а следовательно, и охлаждающего воздуха ниже температуры окружающей среды может увеличить мощность генератора в летнее время года.

Для этого случая экономичность и работа теплового насоса должны определяться по формулам

$$E_0 = \frac{T_0}{T_n - T_0} \text{ и } AL = \frac{Q_0}{E_0} = \frac{Q_0 \cdot T_0}{T_n - T_0}.$$

<sup>1</sup> Это утверждение нуждается в подтверждении соответствующими технико-экономическими подсчетами. Ред.

Если при работе теплового насоса по такой схеме на охлаждение воздуха представится возможным полезно использовать охлаждающую воду конденсатора, например для целей горячего водоснабжения, прачечных, душей и пр. (для чего, конечно, температура конденсации рабочего тела должна быть повышена до требуемой величины), получится случай, когда тепловой насос служит двум целям одновременно: для охлаждения и для нагрева (рис. 3).

Экономичность и работа теплового насоса по такой схеме должны определяться по формулам:

$$E_{\text{эк}} = E_0 + E_n = \frac{T_0}{T_n - T_0} + \frac{T_n}{T_n - T_0} = \frac{T_0 + T_n}{T_n - T_0}$$

и

$$AL = \frac{Q_0 + Q_n}{E_{\text{эк}}} = \frac{(Q_0 + Q_n) \cdot (T_n - T_0)}{T_n + T_0}.$$

Если принять к. п. д. теплового насоса (для турбокомпрессоров) равным 0,55, то действительный коэффициент экономичности теплового насоса будет равен:

$$E_{\text{эк1}} = 0,55 E_{\text{эк}}$$

и расход электроэнергии на тепловой насос составит  $\frac{100}{E_{\text{эк1}}}$  % от полной затраты при непосредственном превращении электрической энергии в тепловую.

Значения  $E_{\text{эк}}$  в сильной степени зависят от выбора температур сетевой воды и температуры испарения рабочего тела. Если принять в качестве оптимальных расчетные температуры сетевой воды в 80 и 60°C, то средние температуры сетевой воды для отопительного сезона составят 52 и 42°C.

Как известно, в существующих гидроэлектростанциях охлаждение воздуха для генераторов производится в водяных воздухоохладителях, через которые пропускается проточная речная вода. Вода поступает под напором, создаваемым цен-

требожными насосами для низконапорных гидроэлектростанций, или же самотеком (под статическим напором) в высоконапорных станциях.

Применение самотечной подачи воды на воздухоохладители практически возможно только на электростанциях с располагаемым напором не ниже 25 ÷ 30 м вод. ст.

При работе теплового насоса по первой схеме вода, охлаждающая воздух, как указывалось выше, заменяется легко испаряющейся жидкостью (например, фреон-11). Благодаря этому отпадает необходимость в установке центробежных насосов для охлаждающей воды, а разводящая сеть трубопроводов водяного охлаждения заменяется разводящей сетью для фреона с добавочной установкой конденсатора фреона и прочего дополнительного оборудования.

Если принять абсолютную температуру рабочего тела (фреона) в испарителе  $T_0 = 303^\circ \text{C}$ , т. е. на  $5^\circ \text{C}$  ниже температуры охлаждаемого воздуха, а абсолютную температуру рабочего тела (фреона) в конденсаторе  $T_n$  на  $5^\circ \text{C}$  выше средней температуры горячей воды, т. е.  $T_n = 330^\circ \text{C}$ , то

$$E'_n = \frac{330}{330 - 303} = 12,2 \text{ и } E''_{n1} = 0,55 \cdot 12,2 = 6,7.$$

Для определения экономичности работы теплового насоса по второй схеме принимаем  $T_0 = 298^\circ \text{C}$ , тогда

$$E''_n = \frac{330}{330 - 298} = 10,3 \text{ и } E''_{n1} = 0,55 \cdot 10,3 = 5,66.$$

При работе установки теплового насоса по третьей схеме и частичном использовании тепловым насосом отбросного тепла генераторов (15 ÷ 20%), т. е. при температурах испарения и конденсации, одинаковых с второй схемой, коэффициент экономичности должен быть таким же, как и для второй схемы, т. е.

$$E''_n = 10,3 \text{ и } E''_{n1} = 5,66.$$

При полном использовании тепла охлаждающего генераторы воздуха для целей теплоснабжения температура испарения должна быть на  $5^\circ \text{C}$  ниже температуры проточной воды, входящей в испаритель.

Если принять среднюю температуру проточной воды, входящей в испаритель фреона в течение отопительного периода, равной  $10^\circ \text{C}$ , то температура испарения фреона будет равна  $5^\circ \text{C}$  и коэффициент экономичности определится из формулы (3):

$$E''_n = \frac{330}{330 - 278} \approx 6,4 \text{ и } E''_{n1} = 0,55 \cdot 6,4 = 3,52.$$

Для летнего времени, когда возникает необходимость в искусственном охлаждении воды для воздухоохладителей, требуется включение циркуляционных насосов системы охлаждения гидрогенераторов.

Поскольку в летнее время расход тепла на отопление отсутствует, установка теплового насоса может быть использована для горячего водоснабжения коммунальных предприятий либо для охлаждения воздуха помещений электростанции и зданий поселка. Схема применения установки теплового насоса для охлаждения воздуха помещений приводится на рис. 4.

Сопоставление способов охлаждения для различных схем установки тепловых насосов на гидроэлектростанциях разных напоров приведено в таблице.

Гидроэлектростанции	Способ охлаждения при схеме установки теплового насоса		
	I	II	III
Низконапорные	Посредством низкокипящей жидкости	Проточной водой помощью насосов	Не применяется
Средне-напорные	Проточной водой или низкокипящей жидкостью	Проточной водой из циркуляционных насосов	Проточной водой
Высоконапорные	Редуцированной проточной водой или низкокипящей жидкостью	Редуцированной проточной водой без циркуляционных насосов	Редуцированной проточной водой

Для определения наиболее экономичной схемы работы теплового насоса автором был выполнен ряд расчетов по сравнительной оценке расхода электроэнергии тепловым насосом при работах по трем схемам, давших следующие результаты (в относительных единицах).

Затрата электроэнергии на работу тепловых насосов:

Для низконапорных станций при  $H = 25 \text{ м}$

I схема . . . . .	100%
II схема . . . . .	152%
III схема . . . . .	Не применяется

Для гидроэлектростанций с напором  $H = 50 \text{ м}$

I схема . . . . .	100%
II схема . . . . .	153%
III схема при полном использовании тепла	238%
То же при частичном использовании тепла	128%

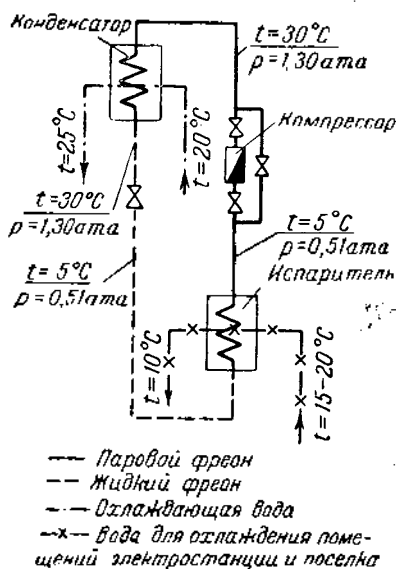


Рис. 4. Схема применения теплового насоса как холодильной машины для охлаждения помещений электростанции и поселка.

## Выводы

На основании приведенных соображений и в результате расчетов определилось преимущество применения работы теплового насоса по первой схеме при любых значениях напора на гидроэлектростанциях и в любое время года. Работа насоса по третьей схеме может применяться на средней и высоконапорных гидростанциях при частичном использовании отбросного тепла генераторов (15÷20% от возможного).

Наименьшие капитальные затраты на установ-

ку теплового насоса также будут при первой схеме, так как при второй и третьей схемах добавляется стоимость испарителей, а при второй схеме — еще и стоимость насосов с электродвигателями.

Стоимость обслуживания теплового насоса по всем схемам можно считать одинаковой.

Таким образом, как в отношении расхода электроэнергии, так и по капитальным затратам установка теплового насоса для работы по первой схеме имеет наилучшие показатели.

## Проф. Е. Я. Соколов

К решению вопроса о целесообразности применения тепловых насосов на гидроэлектростанциях и о рациональной схеме этих установок необходимо подойти в первую очередь с позиций тепловой экономичности.

Гидроэлектростанции и тепловые электростанции работают у нас, как правило, в общей электрической системе, причем для выработки электрической энергии в первую очередь используются гидроресурсы, и лишь недостаток электроэнергии восполняется тепловыми электростанциями.

Включение в работу тепловых насосов должно увеличить электрическую нагрузку энергосистемы и, следовательно, связано с дополнительной выработкой электрической энергии на тепловых электростанциях. Поэтому расход топлива на выработку электроэнергии для питания тепловых насосов должен учитываться по удельным показателям тепловых электростанций.

Сравним показатели тепловой экономичности различных систем теплоснабжения. Удельный расход топлива при отоплении от местной котельной, очевидно, может быть определен по формуле:

$$b_m = \frac{10^6}{7000\eta_k} \text{ кг усл. топлива/мккал.} \quad (1)$$

При к. п. д. местной котельной  $\eta_k = 0,6$   
удельный расход топлива

$$b_m = 240 \text{ кг усл. топлива/мккал.}$$

При теплонасосной установке удельный расход топлива на 1 мккал тепла, отпущенного потребителю, определится по формуле

$$b_{mk} = \frac{10^6}{7000\eta_g\eta_c\mu_d} \text{ кг усл. топлива/мккал,} \quad (2)$$

где  $\eta_g$  — к. п. д. тепловой электростанции, который можно оценить  $\eta_g \approx 0,25$ ;

$\eta_c$  — к. п. д. тепловой сети, по которой тепло транспортируется от теплонасосной установки к тепловым потребителям, обычно равный  $\eta_c \approx 0,95$ ;

$\mu_d$  — действительный коэффициент преобразования теплового насоса, т. е. отношение количества тепла, полученного от теплонасосной установки, к тепловому экви-

валенту электрической энергии, подведенной к зажимам приводного двигателя компрессора.

При этом мы пренебрегаем расходом электрической энергии на транспорт воды или воздуха через испаритель теплонасосной установки, а также на циркуляцию воды в тепловой сети.

Из сравнения выражений (1) и (2) нетрудно установить, что для получения в теплонасосной установке такого же расхода топлива, как и при индивидуальном отоплении, действительный коэффициент преобразования должен быть  $\mu_d = 2,5$ .

Для получения же в теплонасосной установке такой же тепловой экономичности, как при теплофикации, действительный коэффициент преобразования теплового насоса  $\mu_d$  должен составить величину порядка  $6 \div 8$ .

Из приведенных данных по затрате топлива следует, что тепловой насос может конкурировать с отоплением от местных котельных только при сравнительно высоких коэффициентах преобразования.

С теплофикацией же тепловой насос, использующий тепло охлаждения обмоток электрогенераторов гидростанций, практически вообще конкурировать не может.

По тепловой экономичности тепловой насос, как правило, всегда выгоднее электрического отопления, так как коэффициент преобразования его больше единицы. Значения коэффициентов преобразования, приведенные в 1950 г. К. Д. Смирновым<sup>1</sup>, преувеличены примерно в  $2 \div 2,5$  раза. В этом отношении вполне справедлива критика проф. Г. И. Фукса и инж. П. М. Матко.

Если подойти с позиций тепловой экономичности к выбору типа теплового насоса, то предпочтение следует отдать паровому тепловому насосу.

На гидростанциях в воздушном тепловом насосе невозможно получить коэффициент преобразования порядка 2,5. Так, по расчетам проф. Г. И. Фукса, предложившего применение воздушного теплового насоса, действительный коэффициент преобразования составляет  $1,5 \div 1,6$ , что лежит ниже уровня тепловой экономичности отопления от местных котельных.

<sup>1</sup> Коэффициент преобразования К. Д. Смирнов в этой статье называет коэффициентом эффективности.

В паровых тепловых насосах могут быть получены более высокие коэффициенты преобразования. Даже при выполнении паровой теплонасосной установки по одноступенчатой схеме при температуре испарения  $t_u = 10^\circ\text{C}$  и температуре конденсации  $t_k = 100^\circ\text{C}$  коэффициент преобразования составит  $\mu_0 = 2,5$ .

Однако коэффициент преобразования паровой теплонасосной установки может быть заметно увеличен при ее выполнении по двухступенчатой схеме. В этом случае первая ступень может быть рассчитана на температуру конденсации  $65^\circ\text{C}$ , соответствующую среднезимней температуре воды в сети. Вторая ступень включается в работу только при низких наружных температурах, например для условий Москвы ниже  $-5^\circ\text{C}$ . При наличии нагрузки горячего водоснабжения в летний период в работе находится только одна первая ступень.

На рис. 1 приведена принципиальная схема двухступенчатой теплонасосной установки. Отопительная вода проходит последовательно через две ступени подогрева. В конденсаторе первой ступени  $B_1$  вода подогревается до  $60^\circ\text{C}$ , а в конденсаторе второй ступени  $B_2$  —  $95^\circ\text{C}$ .

Производительность первого конденсатора равна 50% максимальной тепловой нагрузки теплонасосной установки. Такую нагрузку конденсатор первой ступени имеет при среднезимней наружной температуре. При наружных температурах выше и ниже среднезимней тепловая нагрузка конденсатора первой ступени снижается и при расчетной наружной температуре отопительного периода она равна нулю. Производительность конденсатора второй ступени равна 100% максимальной тепловой нагрузки.

На рис. 2 показано распределение годовой отопительной нагрузки между конденсаторами первой и второй ступени. График построен для климатических условий г. Москвы.

Как показывают расчеты, 65% годовой отопительной нагрузки покрываются одной первой ступенью теплонасосной установки, а остальные 35% — совместной работой первой и второй ступеней.

Поскольку коэффициент преобразования первой ступени теплонасосной установки будет равен примерно  $\mu_0 = 3,6$ , то среднегодовой коэффициент преобразования двухступенчатой установки составит:

$$\mu_0 = 0,65 \cdot 3,6 + 0,35 \cdot 2,5 = 3,2,$$

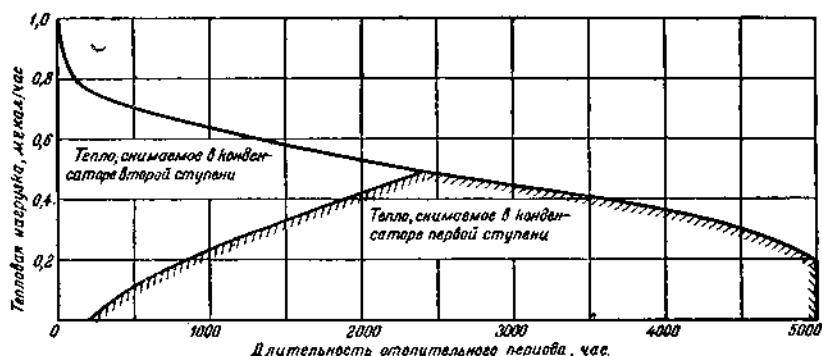


Рис. 2. Годовой график нагрузки двухступенчатой теплонасосной установки.

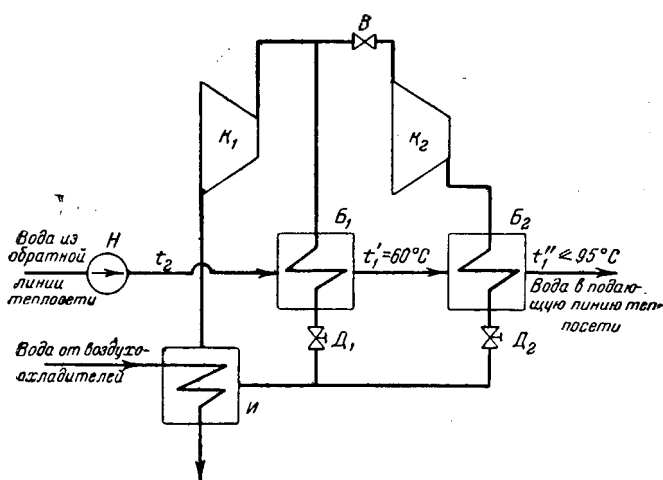


Рис. 1. Принципиальная схема двухступенчатой теплонасосной установки.

$H$  — циркуляционный насос тепловой сети;  $K_1$  — компрессор первой ступени;  $K_2$  — компрессор второй ступени;  $B_1$  — конденсатор первой ступени;  $B_2$  — конденсатор второй ступени;  $I$  — испаритель;  $D_1$  и  $D_2$  — дроссели;  $B$  — запорный вентиль.

т. е. выше коэффициента преобразования одноступенчатой установки на 25 ÷ 30%.

Поскольку 65% годового расхода тепла на отопление удовлетворяются при температуре конденсации  $65^\circ\text{C}$ , то для удешевления установки во многих случаях окажется целесообразным ограничиться только одной первой ступенью теплового насоса, заменив вторую ступень электродотом.

Среднегодовой коэффициент преобразования установки с пиковым электродотом равен:

$$\mu_0 = 0,65 \cdot 3,6 + 0,35 \cdot 1 = 2,7,$$

т. е. превышает коэффициент преобразования одноступенчатой теплонасосной установки с температурой конденсации  $t_k = 100^\circ\text{C}$ . Установленная мощность компрессоров теплового насоса при этом снизится втрое. Этот вариант требует установки электродота, имеющего мощность, эквивалентную максимальной тепловой нагрузке. Однако стоимость электродота весьма невелика по сравнению со стоимостью электромеханического оборудования теплонасосной установки.

Недостатком варианта является повышенная установленная мощность. При максимальной тепловой нагрузке мощность электродота будет в 2,5 раза больше мощности теплонасосной установки для той же нагрузки.

Из рассмотренных схем паровых теплонасосных установок нам представляется наиболее целесообразной схема «вода — фреон — вода»<sup>2</sup>, предложенная инж. К. Д. Смирновым. Одна из вариаций этой схемы рекомендуется и инж. П. М. Матко. Вопрос о выборе замкнутой или разомкнутой схемы циркуляции воды через испарители должен решаться индивидуально для каждой электростанции. Во многих случаях для повышения температуры испарения в зимний период целесообразно применить замкнутую рециркуляцию воды в системе воздухоохладитель — испаритель.

Хотя по тепловой экономичности схема «вода — фреон — вода» несколько уступает схеме «воздух — фреон — вода», но зато она значительно универсальнее последней. Схема «вода — фреон — вода» позволяет размещать теплонасосную установку вне машинного зала, не меняет существующего оборудования гидростанции, поз-

## Выводы

воляет путем простых переключений переводить охлаждение генераторов с теплонасосной установки на обычную схему.

1. По тепловой экономичности теплонасосные установки могут конкурировать с отоплением от местных котельных только при высоких коэффициентах преобразования (порядка 2,5 и выше). В условиях использования для отопления тепла охлаждения электрогенераторов гидростанций такие коэффициенты преобразования могут быть получены только в паровых тепловых насосах.

2. Из возможных схем включения паровых тепловых насосов наиболее целесообразна схема «вода — фреон — вода».

3. Тепловая экономичность паровой теплонасосной установки может быть повышена на 25 ÷ 30% при применении двухступенчатой схемы.

4. Для удешевления теплонасосной установки целесообразно во многих случаях выбирать ее по среднезимней тепловой нагрузке, а для снятия пиковых тепловых нагрузок устанавливать электротоплы.

<sup>2</sup> В предыдущей статье инж. К. Д. Смирнова эта схема называется «воздух — вода — фреон — вода».

## ОТ РЕДАКЦИИ

*Подводя итоги дискуссии по вопросу применения тепловых насосов для теплоснабжения гидростанций и поселков при них, Редакция отмечает, что по тепловой экономичности отопление с помощью тепловых насосов примерно равноценно отоплению от местных котельных и значительно уступает системам теплофикации.*

*По начальным затратам установка теплового насоса может значительно превысить стоимость сооружения котельной.*

*Поэтому тепловые насосы могут найти весьма ограниченное применение и лишь в тех случаях, когда при отсутствии теплофикации устройство котельной по ряду соображений является нежелательным.*

*Вместе с тем тепловые насосы могут успешно конкурировать с электрическим отоплением, поэтому замена систем электрического отопления гидростанций установками с тепловыми насосами может дать существенную экономию электроэнергии.*

*В этих условиях, как показывают материалы дискуссии, для применения имеют больше оснований тепловые насосы по схеме «вода — фреон — вода».*

*Желательно ускорить в виде опыта сооружение теплонасосной установки по такой схеме на одной из гидростанций взамен электроотопления.*



## Подъем статора генератора весом 185 т мостовым краном 75 т

На строительстве электростанции возникла необходимость подъема статора турбогенератора ТВ-100-2 100 тыс. квт весом 185 т в условиях, когда грузоподъемность двух мостовых кранов машинного зала составляла 50 и 75 т.

Статор генератора был доставлен с завода на транспорте и выгружен за пределами машинного зала с помощью электрических лебедок и полиспастов на ростверк из балок тяжелого профиля, сооруженный рядом с железнодорожными путями. Перемещение статора с транспортера осуществлялось по ряду параллельно уложенных рельсов, один конец которых опирался на ростверк, а другой был заведен с помощью домкратов под статор и опирался на транспортер. Высота ростверка соответствовала высоте транспортера.

Статор генератора был подан в машинный зал также с помощью электрических лебедок и полиспастов по рельсам монтажного железнодорожного пути, усиленного параллельной укладкой двух добавочных рельсов типа 1-а, и заведен через временный торец машинного зала параллельно фундаменту, на который надлежало поднять статор. Согласно предварительно разработанному проекту организации работ для перемещения статора по рельсам предполагалось применить специально заготовленные роляганги. Однако в ходе работ роляганги оказались неустойчивыми, в связи с чем от их применения отказались, и ста-

тор перемещался непосредственно по описанному усиленному железнодорожному пути, рельсы которого смазывались тавотом.

Исходя из располагаемой грузоподъемности большого мостового крана 75 т, проект предусматривал изготовление специальной вспомогательной стальной рамы, которая была заведена под статор с помощью домкратов, с тем чтобы подъем статора можно было осуществить с помощью мостового крана путем поочередного подъема концов рамы с установленным на ней статором с постепенным наращиванием под приподнимаемой рамой шпальной выкладки.

Подъем статора предполагалось производить на деревянной выкладке из окантованных брусьев длиной до 5,7 м и высотой 1,2 м. Общая потребность в лесе при этом составляла свыше 500 м<sup>3</sup>. Ввиду недостатка на стройке леса и большой трудоемкости работ по заготовке такого количества окантованных брусьев было предложено подъем статора осуществить с помощью вспомогательного металлического каркаса из имеющихся на строительстве балок № 55.

В соответствии с этим предложением на месте монтажа был разработан проект подъема, который и был осуществлен. Статор на вспомогательной раме был приподнят мостовым краном на высоту 1,5 м на временной выкладке из брусьев. Затем по краям рамы были заведены опорные ригели и установлены четыре колонны, каждая из двух балок № 55 (рис. 1). Колонны были овязаны между собой продольными постоянными раскосами и с фундаментом здания машинного зала — распорами. Между опорными ригелями и вспомогательной рамой статора были

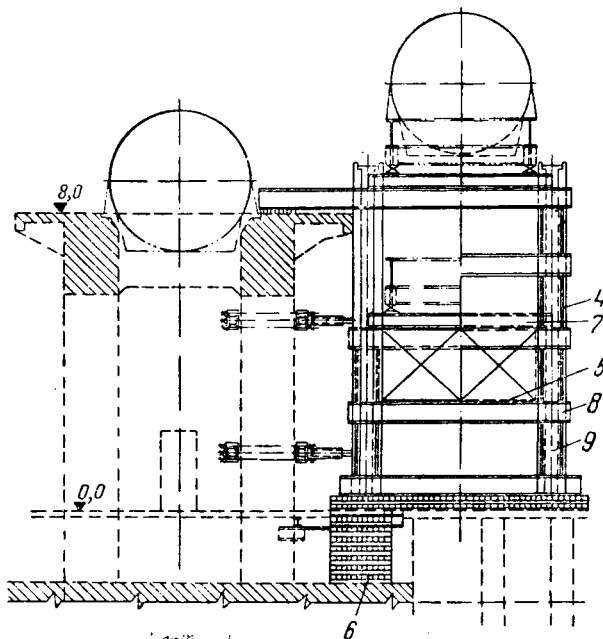
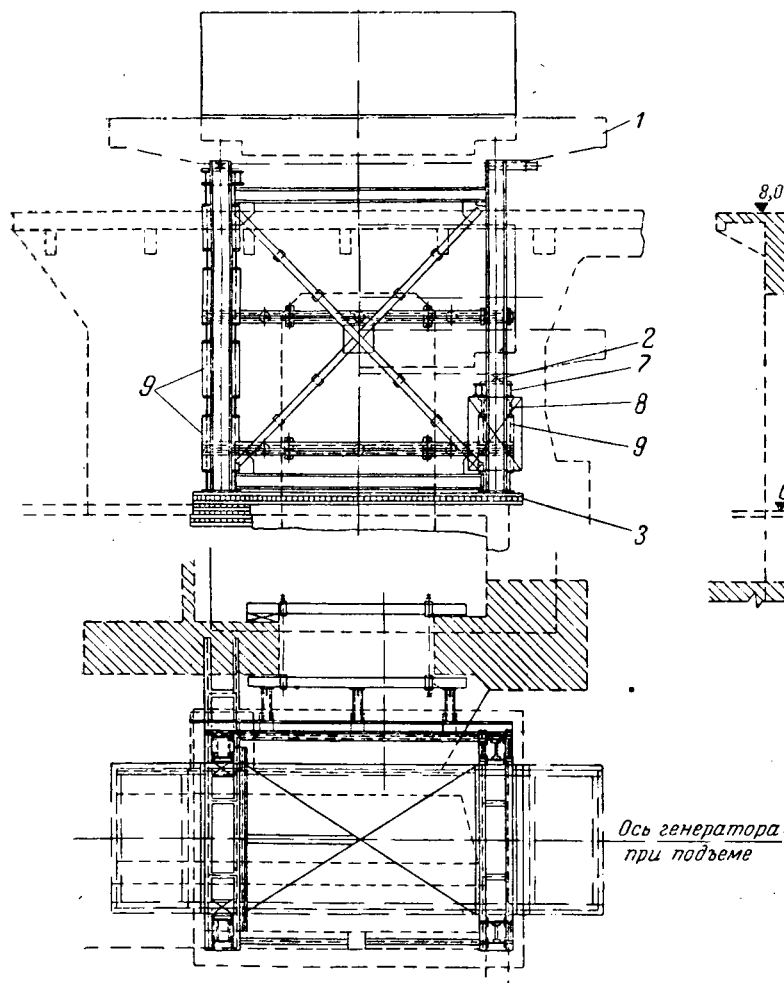


Рис. 1. Схема подъема статора.

1—вспомогательная рама под статор; 2—шарнирный ригель; 3—выкладка из окантованных брусьев (трисы по 120 мм); 4—подъемная клеть; 5—выкладка из брусьев (4 000 × 1 500 мм, b = 2 000 мм); 6—плотная шпальная выкладка 2 000 × 2 000 мм под угловую колонну; 7—опорный ригель; 8—поперечный ригель; 9—опорные столбики.

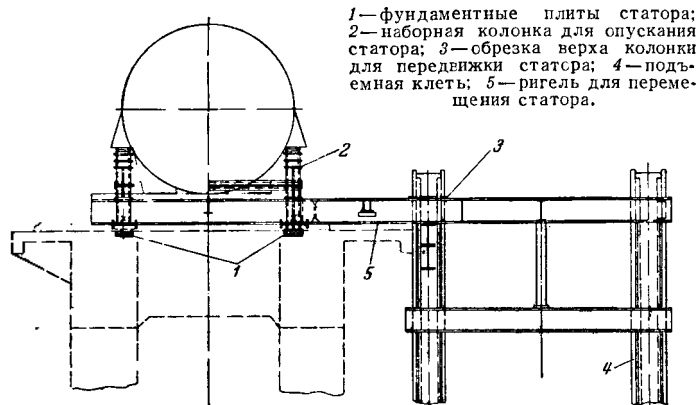


Рис. 2. Передвижка статора на фундамент.

заведены специальные шарнирные ригели, обеспечивающие угловые перемещения продольной оси рамы при поочередном подъеме ее концов.

Подъем осуществлялся мостовым краном 75 т поочередно с каждой стороны на высоту 0,15—0,3 м. При подъеме статора на вспомогательной раме с закрепленными к ней шарнирными ригелями в возникающий зазор укладывались временные подкладки из коротких брусков с каждой стороны рамы. При достижении высоты временной выкладки 2—2,5 м статор с рамой подвешивался с одной стороны мостовым краном и вместе деревянной выкладки заводился очередной поперечный ригель из двух балок № 55, опирающийся на опорные столбики колонны из обрезков балок № 55, которые по мере установки поперечных ригелей приваривались к колоннам. Статор был поднят до отметки 9,9 м, т. е. на 1,9 м выше верхней плоскости фундамента, с учетом высоты вспомогательной рамы.

В процессе подъема статора до отметки 9,9 м были установлены три яруса поперечных ригелей. Верхний ярус ригелей одновременно являлся несущей конструкцией площадки для сдвига статора с подъемной клетки на фундамент. После подъема статора на отметку 9,9 м под статор были подведены четыре горизонтальные балки № 55, опирающиеся на клетку и на фундамент статора (рис. 2). Затем верхние выступающие части колонны со стороны фундамента были обрезаны автогеном, и статор путем передвижки мостовым краном 75 т был установлен над монтажным проемом фундамента. При горизонтальной передвижке статора с подъемной клетки на горизонтальные балки вспомогательная рама была удалена, для чего между опорными поясами генератора и горизонтальными балками (рис. 2) была уложена шпальная выкладка высотой 2,0 м (на рисунке выкладка не указана).

По ранее разработанному проекту организации работы для опускания статора намечалось изготовить сложный металлический портал, к углам которого крепились четыре полиспаста грузоподъемностью по 50 т. Тяговые концы каната сводились через общую траверзу на крюк мостового крана 75 т.

Для упрощения схемы опускания статора на фундамент после окончательной выверки его и расположения в плане статор был поднят на выкладке высотой 0,2 м и по углам его были установлены четыре вертикальные колонны для опускания. Вертикальные наборные колонки (фиг. 2) состояли из пяти звеньев, подобранных таким образом, чтобы получить в комбинациях звеньев снижение высоты на величину 0,15 м или на величину, кратную 0,15 м.

Вертикальные колонки были взаимно закреплены горизонтальными связями и подкосами. После установки вспомогательных колонок статор постепенно опустили мостовым краном, приподнимая поочередно его концы и вынимая ларные отрезки угловых колонок из труб.

Подъем статора и установка его на фундамент были произведены за 10 рабочих дней при трехсменной работе.

Инж. И. В. Бугаенко и инж. Н. Я. Турчин

## Штамп для изготовления шипов

Для ошиповки экранов труб на один котел требуется 180—200 тыс. шипов.

Изготовление шипов производится на токарных станках, средняя производительность одного станка за 8 час. составляет 400 ÷ 500 шт.

Для того чтобы изготовить в короткие сроки большое количество шипов и обеспечить бесперебойную работу по ошиповке труб, необходимо занять на этой работе 5 ÷ 6 токарных станков при двухсменной их работе.

Изготовление шипов (рис. 1) осуществляется тремя технологическими операциями: заточка конуса, снятие фаски, отрезка.

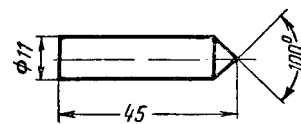


Рис. 1. Шип.

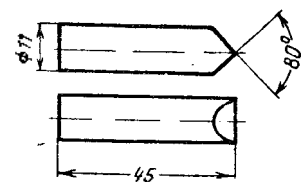


Рис. 2. Снятие фасок с шипа под углом 80°.

Первое время шипы изготавливались из катанки диаметром 11 мм, которая имеет неправильную форму по окружности, что затрудняло приварку шипов к трубам и снижало качество приварки.

Ввиду отсутствия волочильного станка калибровка производилась на других заводах, что значительно увеличивало стоимость шипа.

Все это заставило рационализаторов ремонтно-механического завода Харьковэнерго работать над созданием более производительной технологии.

Прежде всего было обращено внимание на затрачиваемый конец, который приваривался к трубе.

На основании проведенных опытов было установлено, что при снятии фасок с двух сторон под углом 80°, как указано на рис. 2, шипы получают удовлетворительного

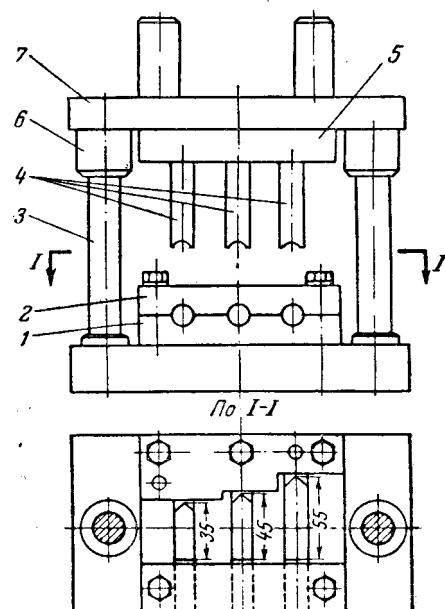


Рис. 3. Штамп для рубки шипов.

1 — матрица; 2 — накладная планка; 3 — направляющая колонка; 4 — пуансон; 5 — пуансонодержатель; 6 — направляющая втулка; 7 — верхняя плита.

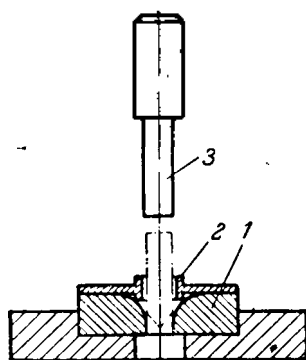


Рис. 4. Штамп для калибровки шипов.

1 — матрица; 2 — направляющая; 3 — пуансон.

качества. Изменение чертежа шипа позволило изменить технологию их изготовления.

Был сконструирован специальный штамп (рис. 3), который позволяет изготавливать шипы требуемых размеров: 35, 45, 55 мм. Потребная мощность прессы 10 т.

Применение такого штампа увеличило производительность в 10 раз.

Одновременно был предложен штамп для калибровки шипов (рис. 4), применение которого удешевило стоимость калибровки и ускорило изготовление шипов.

Инж. Г. Т. Сулима

## Легкие железобетонные подножки

Линия электропередачи 220 кв протяженностью 213 км с проводом АСУ-400 и двумя тросами С-70 была запроектирована с применением промежуточных опор типа «Рюмка». В качестве фундаментов для этих опор впервые были приняты легкие железобетонные фермы — подножки (рис. 1).

Под промежуточную опору устанавливались 4 железобетонных подножки, соединенных попарно двумя вкладышами.

Сравнение расхода материалов на изготовление указанных подножек и ранее применявшихся металлических подножек и бетонных массивов приведено в таблице.

Как видно из этой таблицы, расход металла на железобетонный подножек по сравнению с металлическим уменьшился почти в 3 раза, а бетона по сравнению с бетонным массивом — более чем в 7 раз.

Применение железобетонных подножек на данной линии дало экономию по сравнению с металлическими под-

Фундамент	Расход материалов на одну опору		Вес фундамента на одну опору, т
	металла, т	бетона, м³	
Бетонный . . . . .	0,165	16,3	32,6
Металлический . . . . .	1,3	—	1,3
Железобетонный . . . . .	0,45	2,33	6,0

ножками в 300 т металла, а по сравнению с бетонными массивами — в 5000 м³ бетона.

Изготовление железобетонных подножников производится централизованно на заводе железобетонных изделий.

Для создания взаимозаменяемости подножников их бетонировка производится в инвентарной металлической опалубке (рис. 2). Вес инвентарной опалубки на один подножник достигает 0,4 т. Бетон подножника — марки 170.

Для каждой партии одновременно с набивкой опалубки набиваются контрольные «кубики».

Пропарка бетона производится в специальных камерах в течение суток; затем подножки выставляются без опалубки в течение 1—2 суток, после чего транспортируются на места установки.

Для обеспечения высокого качества подножников в процессе их изготовления производится операционная проверка на стадиях: изготовления опалубки, оборки каркаса арматуры и после снятия опалубки.

Кроме того, производится проверка «кубиков» в лаборатории и выборочная проверка подножников в собранном попарно виде (из партии в 100 шт. — 1 компл.).

Вывозка подножников производится на ближайшем к бетонному заводу участке на автомашинах, а на более отдаленные — по железной дороге до прирельсовых складов, а от последних на трассу — автомашинами.

Погрузка и разгрузка железобетонных подножников осуществлялись 3-м автокраном. Исходя из размеров кузова автомашины (длина 3,54 м и ширина 2,25 м), на нее грузятся два подножника общим весом в 3 т.

Для большей устойчивости конструкции при перевозке на дне кузова устраиваются гнезда из брусков. Поверху дается металлическая распорка в виде яра, которая в свою очередь расклинивается цепными тросами к бортам автомашины (рис. 3).

При транспортировке по железной дороге подножки загружались по 10 шт. — на двухосные и по 16 шт. — на четырехосные платформы.

В зависимости от имеющегося кранового оборудования попарная сборка подножников может производиться в котловане или на поверхности земли.

При наличии экскаваторов Э-252 и Э-257 со стрелой в 7,5 м соединение подножников производится на поверхности земли; опускаются они в котлован попарно, для чего соединяются специальной монтажной траверзой (рис. 4).

При отсутствии 7,5-м стрелы можно использовать стрелу, составленную из элементов унифицированного рабочего оборудования (стрелы и рукояти) экскаватора

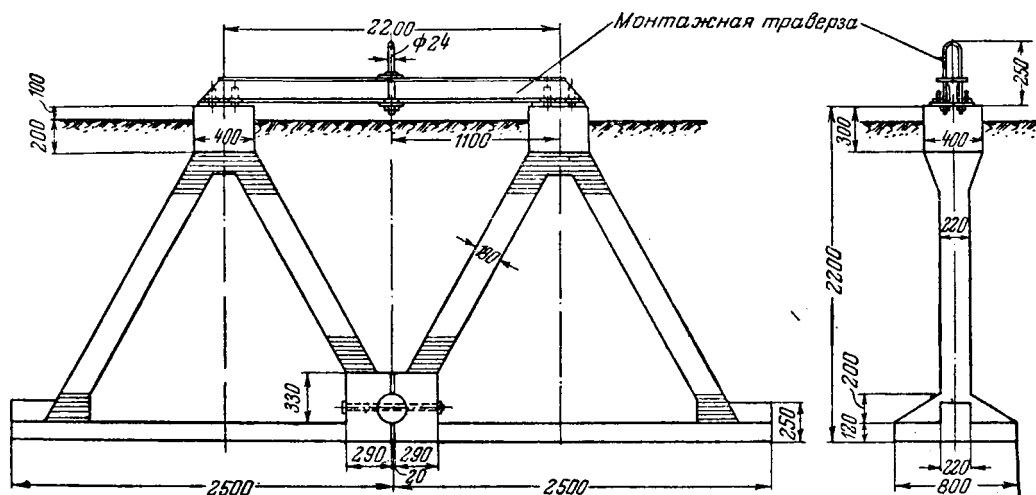


Рис. 1. Железобетонные подножки.



Рис. 2. Инвентарная металлическая опалубка для бетонирования подножников.

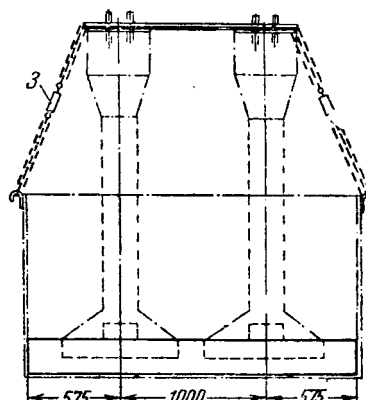
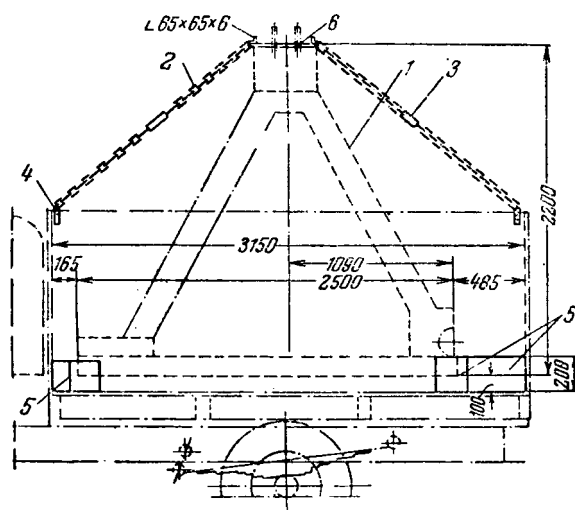
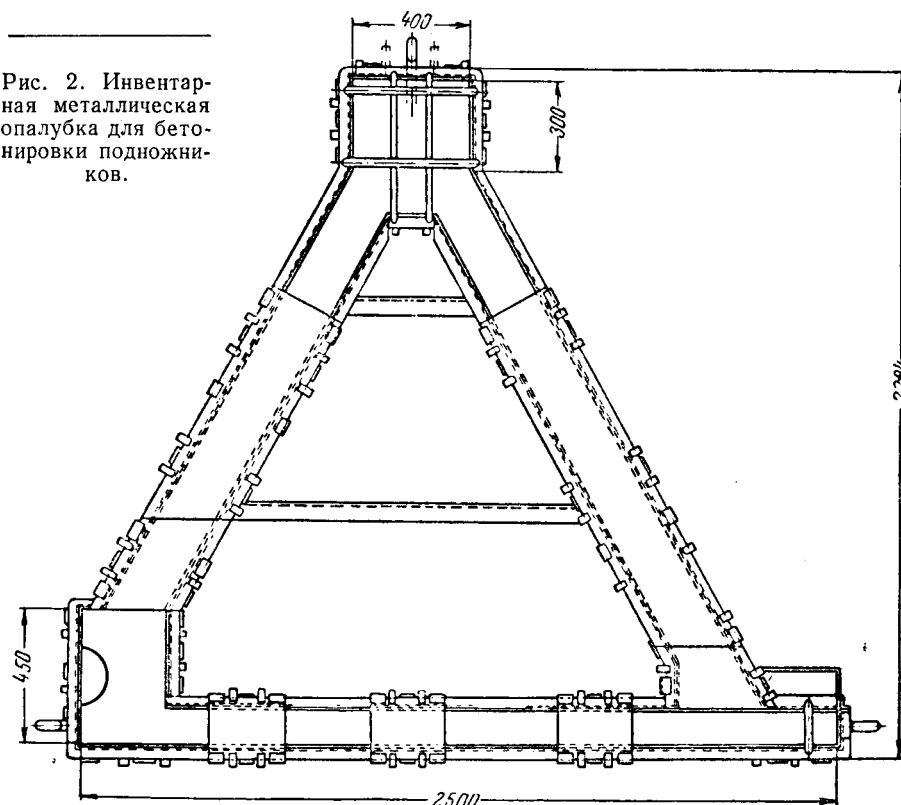


Рис. 3. Закрепление подножников на автомашине.

1—железобетонный подножник; 2—цепь, диаметром 11 мм (некалиброванная); 3—стяжной болт; 4—крюк; 5—деревянная подкладка; 6—металлический лист толщиной 5 мм.

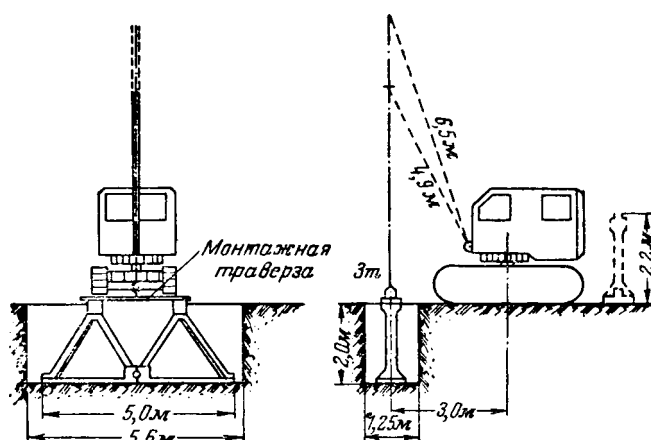


Рис. 4. Установка спаренных подножников.

длиной 6,5 м. Грузоподъемность 6,5-м стрелы (до 3 т) позволяет опускать спаренные подножники на вылете только до 3,5 м.

При установке подножников стрелой 6,5 м при вылете более 3,5 м или автокраном они опускаются в котлован по одному, и попарная сборка их производится в котловане.

Как в первом, так и во втором случае сборка и установка подножников осуществляются обязательно по шаблону; последний можно снять лишь после тщательной засыпки и утрамбовки котлована.

### Выводы

Описанные железобетонные подножники являются наиболее рациональными конструкциями для фундаментов промежуточных опор типа «Рюмка». Они не требуют специальных антикоррозионных мероприятий, требуют меньше металла, во много раз легче бетонных массивов, допускают индустриальные методы их изготовления и комплексную механизацию работ при установке.

В настоящее время производится опытная транспортировка подножников на самосвалах, с которых подножники, соскальзывая, саморазгружаются на упругое основание (старые покрышки и т. п.) без применения крана.

В том же порядке несколько подножников опущено в котлованы по доскам, причем подтормаживание спуска осуществлялось трактором.

Если указанные мероприятия себя оправдают, то монтаж подножников будет еще более упрощен.

Инж. И. И. Рапутов

# ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

## Работа муфельных горелок на кизеловском угле

Для растопки и поддержания факела при низких нагрузках на котле, работающем на пыли кизеловского угля, были выполнены муфельные горелки<sup>1</sup>.

Котлоагрегат ТКП-3 производительностью 160/200 т/час при давлении 32 ат оборудован топкой камерного типа, имеющей восемь щелевых горелок типа ЦКТИ максимальной производительностью по 7 т/час угольной пыли. Горелки расположены на боковых стенках топки, по четыре в ряду на каждой стороне. Растопочным устройством служат две муфельные горелки выносного типа производительностью до 2 т/час угля каждая, расположенная на фронтальной стене топки, на одной отметке с основными горелками (рис. 1). В виде резервного устройства установлены мазутные форсунки парового распыливания производительностью по 800 кг/час, расположенные на боковых стенках топки, под основными горелками.

К муфельным горелкам подведены пылепроводы диаметром 200 мм. Подача пыли осуществляется из бункера пыли шнековыми питателями с переключателями для работы либо на основные горелки № 3 и 6, либо на муфельные горелки. Производительность питателей может изменяться от 2 до 6 т/час. Вторичный воздух с температурой  $200 \div 250^\circ\text{C}$  подается под решетку муфельей.

<sup>1</sup> Проект, монтаж и наладку установки производил Уралэнерго-монтаж; наладочные работы велись под руководством инж. Д. Д. Рукавишников.

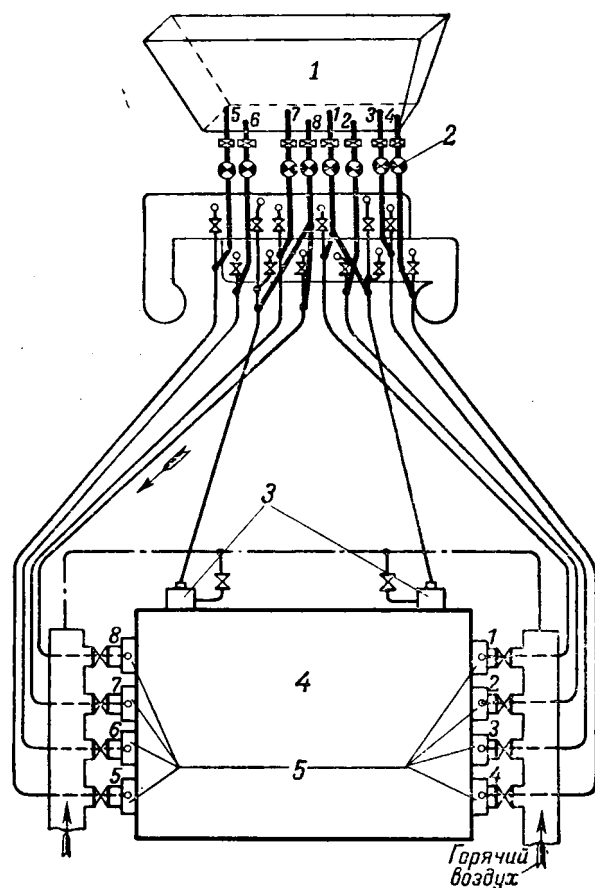


Рис. 1. Расположение горелок на котле ТКП-3.

1 — пылевой бункер; 2 — шнековые питатели; 3 — муфельные горелки; 4 — топка; 5 — щелевые горелки.

Топливом для котла служит кизеловский уголь  $Q_p^R = 4680 \text{ ккал/кг}$ . Тонкость помола пыли определялась в среднем  $R_{88} = 22 - 24\%$  и  $R_{100} = 3,5 - 4\%$ .

Первоначальная конструкция муфельной горелки (рис. 2а) была неудачна, что выявилось в период пробной эксплуатации. Горелка имела значительный объем при небольшом сечении выходной амбразуры. Это приводило к тому, что основная масса подаваемой пыли сгорала в объеме муфельной горелки, что в свою очередь создавало избыточное давление в муфеле и сопровождалось сильным выбиванием пламени через лючки и двери. Если же для ликвидации давления в муфеле уменьшалось количество аэросмеси, подаваемой в муфельную горелку, то происходило забивание пылепроводов.

Работа муфельных горелок с избыточным давлением приводила к сильному зашлаковыванию выходных амбразур.

Для расшлаковки через каждые 2 часа включались в работу мазутные форсунки, прекращалась подача пыли в муфельные горелки и производилась их расшлаковка через загрузочные двери.

Пробная эксплуатация показала также, что при включении в работу основных крайних пылевых горелок, расположенных у муфельей, последние ухудшают свою работу. Резко возрастает давление в муфеле, и выбрасывается пламя через загрузочные двери. Это объяснялось тем, что муфельные горелки располагались на одной отметке по высоте с основными и факелы их при совместной работе пересекались.

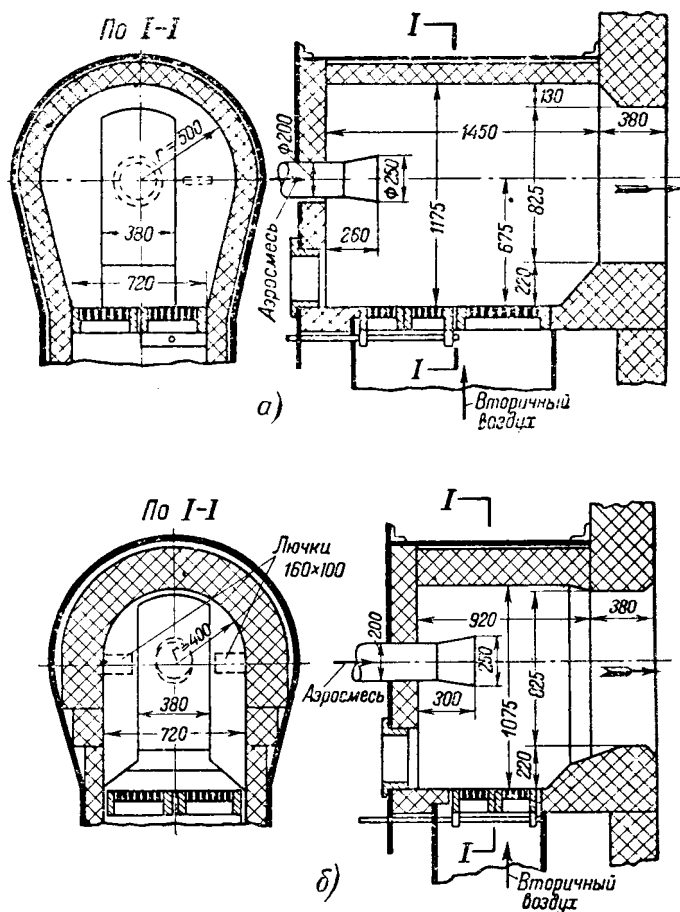


Рис. 2. Муфельная горелка для котла ТКП-3.

а — до реконструкции; б — после реконструкции.



время продувки имеет место даже, если эти кусочки по площади больше площади сечения продувочной линии, так как, будучи подвергнуты одностороннему давлению, они в силу своей хрупкости ломаются, перетираются и увлекаются котловой водой.

Полное протравление периодической продувки в данном случае привело бы к прогрессирующему накоплению в коллекторе кусочков накипи и забиванию ими продувочной линии и части экранных труб.

Инж. В. Л. Зубарев

## О включении отборов проб насыщенного пара

В настоящее время некоторое распространение на электростанциях получил котлоагрегат типа ЦКТИ 75-39-Ф. Отбор и включение проб насыщенного пара у этого агрегата организованы следующим образом.

На пароперепускных трубах солевых отсеков установлены восемь или шесть точек отборов проб насыщенного пара, из которых половина точек — для средних проб и половина — для утрированных проб.

По проекту Теплоэлектропроекта все точки утрированных проб подключаются к одному холодильнику, в результате чего химический анализ насыщенного пара не может дать удовлетворительных результатов.

Точно так же на одной электростанции отбор проб насыщенного пара производился из трех точек, подведенных к трем холодильникам, после чего конденсат сливался в одну колбу. При этом анализ пробы давал средние показания солевого содержания насыщенного пара, что недостаточно для контроля за нормальной работой пароперегревателя.

Для улучшения контроля за качеством пара можно рекомендовать:

каждую точку отбора утрированных проб подключать к отдельному холодильнику, чтобы была возможность контролировать солевого содержание насыщенного пара по всем пароперепускным трубам, а не усреднять показания;

отборы средних проб подключать: две крайние точки к солемерам Мостофина для регистрации общего солевого содержания насыщенного пара и две или одну средние точки средних отборов проб — к холодильникам для химического анализа<sup>1</sup>.

В этом случае можно легко обнаружить начавшееся ухудшение качества насыщенного пара по всем пароперепускным трубам.

Инж. М. Л. Табориский

## Устранение обводнения масла в масляной системе турбины

Обводнение масла в масляных системах паровых турбин обычно является результатом увеличения зазоров в лабиринтных уплотнениях и просачивания большого количества пара в наружную камеру уплотнения, откуда пар должен удаляться через вестовые трубы 3 (см. рисунок).

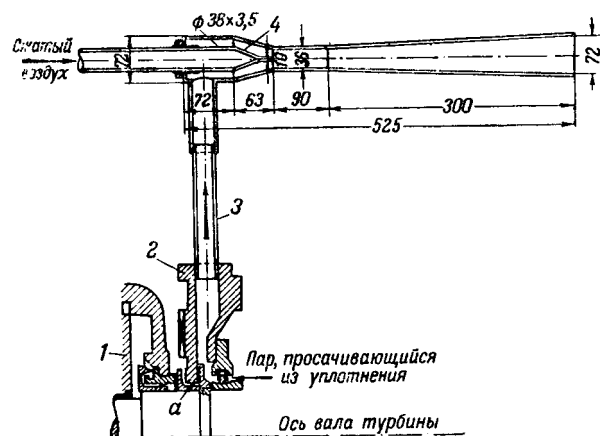
В результате этого в наружной камере уплотнения (камине) 2 повышается давление пара, причем если конечный гребешок уплотнения а подогнан к валу с повышенными зазорами, то пар вытекает из кольцевого зазора вдоль вала и попадает в близко расположенный подшипник турбины 1 обводняя циркулирующее в нем масло.

На турбине типа АК-25-2 длительно обводнялось масло. Обычными мероприятиями (пароотбойными щитками и сливом пара воздухом) устранить обводнение не удавалось.

По предложению автора был применен отсос пара из каминных камер уплотнения помощью воздушного эжектора 4, работающего сжатым воздухом давлением 1—1,5 атм (см. рисунок).

Установка такого эжектора позволила полностью устранить не только обводнение масла, но и вообще проник-

<sup>1</sup> Точки отбора средних проб для химанализа целесообразнее располагать вблизи точек отбора проб на солемер, а также в средней части барабана. Р е д.



1 — подшипник турбины; 2 — камень; 4 — вестовая труба; 4 — эжектор.

новение пара в подшипники. В результате турбина работает с совершенно сухим маслом, и в масляном баке выделения влаги не наблюдается.

Расход воздуха на эжектор составляет около 0,4 м<sup>3</sup>/мин. Стоимость расходуемого воздуха составляет около 12 коп. в час:

Инж. А. Г. Рысс

## Облицовка камер рабочих колес гидротурбин антикоррозийным материалом „арктилит“

Одним из способов ремонта подверженных кавитации камер рабочих колес гидротурбин является установка облицовочных листов из прочного металла.

Облицовочные листы нужных размеров и профиля обычно изготавливаются из листовой углеродистой стали марки Ст. 3 штамповкой, с последующей термической обработкой.

Специальные стали применяются в исключительных случаях, а обычная сталь хотя и значительно лучше противостоит кавитации по сравнению с чугуном, все же относительно быстро разрушается, что видно из следующего примера.

На двух гЭС, оборудованных одинаковыми поворотными лопастными турбинами с диаметром рабочего колеса 3 м, камеры рабочих колес были выполнены чугунными. В первые же 2 года эксплуатации они были значительно поражены кавитацией, что вынудило на каждой камере произвести расточку поврежденного пояса и покрыть его стальными облицовочными листами толщиной 8 мм, причем на одной гЭС облицовочные листы были сделаны из нержавеющей стали, на другой — из стали марки Ст. 3.

Через 7 лет облицовка из материала Ст. 3 требовала замены, так как вновь была сильно повреждена кавитацией.

Облицовка же из нержавеющей стали за это же время не имела каких-либо следов разрушения.

Сравнительно быстрый износ облицовки из стали Ст. 3 можно объяснить совместным действием на нее кавитации и коррозии.

Нержавеющая сталь не подвергается коррозии, и это одна из причин длительного срока службы ее. Однако не всегда имеется возможность применить эту сталь.

В целях изыскания материала, способного противостоять действию кавитации и коррозии, но более доступного, чем нержавеющая сталь, по предложению автора было проведено испытание в работе „арктилита“.

Арктилит представляет собой материал (в виде листов размером 1200×4800 мм и толщиной от 1,5 до 45 мм), состоящий из чередующихся слоев хлопчатобумажной ткани, фанерного шпона и металлической сетки, пропитанных раствором специальных смол и опрессованных, при термической обработке под высоким давлением в одну монолитную массу.

Влагостойкие связывающие смолы создают влагонепроницаемость материала, что обеспечивает хорошую сохранность арктилита в воде.

Арктилит не поддается усадке, не подвергается гниению и коррозии и при постоянном нахождении в воде не разбухает и не коробится. Наличие нескольких слоев армирующей сетки придает ему высокую прочность и хорошую опорную стойкость к крепежным деталям.

Физические и механические свойства арктилита характеризуются следующими данными:

Объемный вес . . . . .	1 490—1 570 кг/м <sup>3</sup>
Предел прочности при статическом изгибе . . . . .	1 670—2 000 кг/см <sup>2</sup>
Предел прочности при сжатии в плоскости прессования . . . . .	2 080—3 000 кг/см <sup>2</sup>
Предел прочности при ударном изгибе . . . . .	95—134 кг·см/см
Твердость по Бринеллю . . . . .	не менее 30 кг/мм

Проверка в работе арктилита была проведена на одной турбине, в камере которой при замене поврежденной кавитацией стальной облицовки были смонтированы новые облицовочные листы из стали марки Ст. 3 и один облицовочный лист из арктилита.

Арктилитовый облицовочный лист был вырезан из листового арктилита по шаблону, снятому по профилю сферической расточки камеры. После сверления в нем отверстий и зонковки их под головки гужонов арктилитовый лист был прикреплен к чугунной камере, как и стальные листы, гужонами. Гужоны применялись из углеродистой стали марки Ст. 15 с резьбой М20. Благодаря своей хорошей гибкости арктилитовый лист при креплении гужонами принял точную форму камеры.

После монтажа облицовочных листов головки гужонов были отшлифованы корундовым камнем.



Облицовочные листы камеры гидротурбины после 5 179 час. работы.

1—из стали марки Ст. 3; 2—из арктилита.

После 5 179 час. работы агрегата был произведен осмотр камеры, который показал, что на стальных облицовочных листах имелись сильно заметные кавитационные разрушения глубиной 1,0—1,5 мм, а на облицовочном листе из арктилита совершенно не было каких-либо следов кавитационных разрушений (см. рисунок). Арктилит сохранил свою окраску и хорошую гладкую поверхность. Из 16 стальных гужонов, крепящих арктилитовый лист, семь получили за это время значительное разрушение головок (до 2,5 мм).

### Выводы

1. Результаты проверки арктилита в работе на стойкость кавитации показывают, что он является подходящим материалом для облицовки камер турбин и может с успехом заменить нержавеющую сталь.

2. Для изготовления облицовки из арктилита не требуются заводское оборудование и изготовление специальных штампов; облицовка легко изготавливается силами ремонтного персонала гЭС из промышленного листового арктилита.

3. Облицовка из арктилита значительно дешевле облицовки из специальных сталей.

Инж. В. К. Лозников

## Вибрация активной стали статора гидрогенератора

На гидрогенераторе типа СВ-546/90-40 завода «Электросила» (с разъемным статором), смонтированном в 1936 г., летом 1952 г. была обнаружена контактная коррозия активной стали в районе стыка со стороны опинки статора. Оба стыка по всей высоте активной стали были покрыты интенсивным налетом пыли красного цвета. Наблюдением за статором было установлено усиление со временем контактной коррозии. Каких-либо ослаблений в прессовке активной стали и в болтах стыков статора обнаружено не было.

Завод «Электросила» рекомендовал ослабить стыкующие болты и проложить в месте стыка активной стали электрокартонную прокладку, затем затянуть стыкующие болты и для усиления прессовки забить в вентиляционные каналы клинья из изоляционного материала.

При капитальном ремонте в 1952 г. было проведено усиление прессовки активной стали, однако первая часть рекомендации завода не выполнялась, так как ослабление стыка, по нашему мнению, могло вызвать нарушение центровки статора. Усиление прессовки производилось забивкой в вентиляционные каналы со стороны спинки статора клиньев из текстолита, для чего потребовалось на время производства работ снять по два стяжных болта с нажимных лит, прессующих активную сталь в районе стыка. При забивке клиньев последние выбирались недлинными, чтобы не повредить обмотку, уложенную в пазу, примыкающую к стыку.

Наблюдения за работой генератора в последующем показали удовлетворительное состояние активной стали в районе стыка.

### Выводы

При монтаже и сборке разъемных гидрогенераторов на месте установки следует обращать особое внимание на прессовку активной стали в районе стыка. В дальнейшем во время эксплуатации необходимо осматривать эти места. Признаком ослабления прессовки является наличие контактной коррозии (налета пыли ржаво-красного цвета). Достаточной мерой борьбы с предупреждением ослабления прессовки или ее усиления является забивка в вентиляционные каналы клиньев из изолирующего материала.

Инж. И. В. Малхасьян

## Повреждение трансформатора с принудительной циркуляцией масла

Трансформатор 55 тыс. кВА, 60/20/6,7 кВ перед последним включением в сеть был подвергнут некоторой реконструкции, состоящей в замене двух его обмоток (20 кВ и 6,7 кВ) одной двойной концентрической обмоткой 10,5 кВ при оставленной без изменения обмотки 60 кВ.

Затем реконструированный трансформатор был включен в сеть на нагрузку 9 000 кВА при отключенной системе циркуляционного охлаждения при температуре окружающего воздуха 0°С. Тепловой контроль в виде каких-либо измерителей температуры частей трансформатора и масла установлен не был.

Спустя 17 час. 20 мин. с момента включения трансформатор отключился от дифзащиты, причем в газовом реле был отмечен светлосерый легковоспламеняющийся газ. При последующем осмотре выемной части трансформатора был обнаружен сквозной пробой с верхних витков обмотки 60 кВ через слои изоляции общей толщиной 97 мм, в том числе гетинаксовую прокладку толщиной 60 мм и два слоя электрокартона толщиной 2 мм.

Пробой явился следствием чрезмерного нагрева изоляционных гетинаксовых и электрокартонных деталей в результате 17-час. работы при отключенной циркуляционной системе охлаждения.

Действительно, поверхность бака трансформатора при естественном охлаждении масла мала; она составляет всего 36,7 м<sup>2</sup>. Между тем одни потери холодного хода равны 101 кВт, что приводит к тепловой нагрузке поверхности бака в 2 750 Вт/м<sup>2</sup>.

Нормальный установившийся перепад верхних слоев масла в 60°С при естественном охлаждении имеет место

при тепловой нагрузке около 600 вт/м<sup>2</sup>, а при 2750 вт/м<sup>2</sup> установившийся перегрев верхних слоев масла равен приблизительно  $60 \left( \frac{2750}{600} \right)^{0,8} = 204^\circ \text{C}$ .

Если даже принять постоянную времени этого трансформатора сравнительно большой (6 час.), то за первые 9 час. нагрев масла достиг  $160^\circ \text{C}$ , а в течение остальных 8 час. температура масла поднималась почти равномерно с 160 до  $195^\circ \text{C}$ .

Этого было достаточно, чтобы диэлектрические потери гетинакса возросли до недопустимого значения, повлекшего за собой пробой.

Инж. Л. М. Шницер

## Улучшение работы газовой защиты трансформаторов

Противоаварийным циркуляром Технического управления № 1/Э от марта 1952 г. определены требования к газовой защите трансформаторов. Одно из этих требований состоит в том, чтобы при медленном выделении газов реле не работало на отключение. Для этого маслопровод от газового реле до расширителя должен быть выполнен таким образом, чтобы обеспечивался свободный выход выделяющихся газов из реле в расширитель<sup>1</sup>. При этом на действующих трансформаторах иногда приходится переделывать маслопроводы и даже поднимать расширители.

Между тем это можно выполнить и более простыми способами. Если маслопровод после газового реле имеет такое же сечение, как и выходной патрубок, то для выхода газов в расширитель вблизи фланца вваривается отвод из трубки диаметром 12,7 и 6,35 мм (вариант а).

В случае, если маслопровод имеет диаметр меньший, чем диаметр выходного патрубка реле, то отвод для выхода газов может быть присоединен или во фланец трубопровода, или в патрубок газового реле (вариант б).

Такая переделка была осуществлена на ряде трансформаторов и позволила без крупных переделок маслопроводов выполнить указанное выше требование противоаварийного циркуляра.

Некоторые газовые реле иностранных фирм изготовлены таким образом, что независимо от способа выполнения со-

единения реле с расширителем при заполнении реле газом оно работает на отключение, так как отключающий поплавок частично или полностью оказывается в зоне газовой ловушки.

В этом случае необходимо повысить уровень масла в реле, т. е. уменьшить объем для скопления газа с тем, чтобы при медленном выделении газа работал только сигнальный поплавок.

Это достигается сверлением в корпусе реле отверстия и соединением через это отверстие корпуса реле с расширителем (вариант в).

Инж. А. Ф. Васильев

## Прибор для непосредственного определения группы соединения трансформаторов

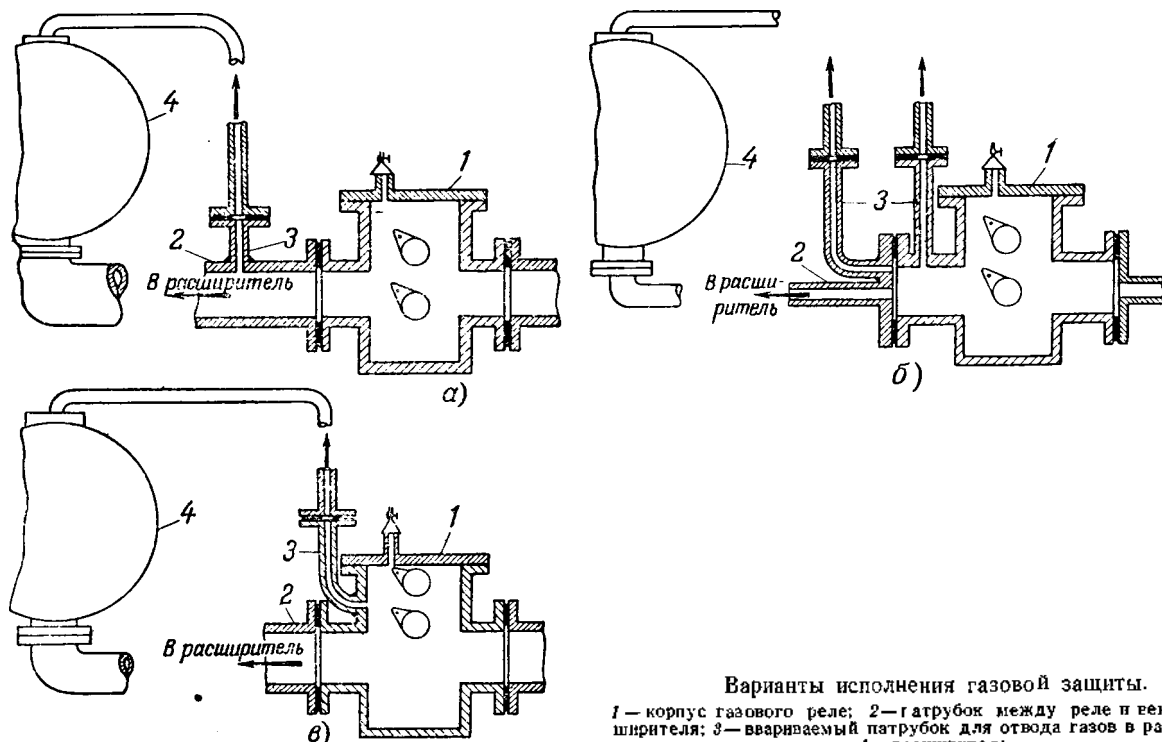
Существующие методы определения группы соединения трансформаторов, за исключением метода с использованием фазометра, требуют проведения вычислительной или графической работы, а также многих измерений.

Ниже описан простой по конструкции и изготовлению прибор (см. рисунок), дающий непосредственное определение группы соединений трансформаторов.

Основной частью этого прибора является фазорегулятор типа сельсин. Неподвижная часть фазорегулятора — статор С выполняется трехфазным, подвижная часть — ротор Р — однофазным. При питании обмотки статора трехфазным током в обмотке ротора индуцируется напряжение, фаза которого зависит от положения ротора.

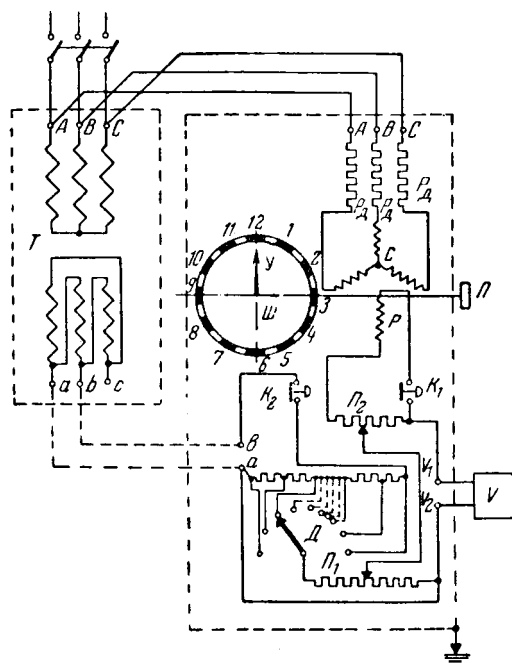
Индуктированное в обмотке ротора фазорегулятора напряжение оказывается встречным напряжению вторичной обмотки испытуемого трансформатора Т. Разность этих напряжений показывает нулевой вольтметр V. Следовательно, если напряжения ротора фазорегулятора и вторичной обмотки трансформатора равны между собой и совпадают по фазе, нулевой вольтметр покажет нуль. При напряжениях, отличающихся по фазе на  $180^\circ$ , вольтметр покажет удвоенную величину; при других углах сдвига показания вольтметра будут находиться в пределе между нулем и удвоенной величиной.

Для выравнивания напряжений, подводимых к вольтметру со стороны ротора и со стороны вторичной обмотки трансформатора, служат потенциометры  $P_1$  и  $P_2$  (500 ÷ 1000 ом) и делитель напряжения Д (8×500 ом). При



Варианты исполнения газовой защиты.

1 — корпус газового реле; 2 — патрубок между реле и вентилем расширителя; 3 — ввариваемый патрубок для отвода газов в расширитель; 4 — расширитель.



измерении напряжения со стороны ротора фазорегулятора нажимают кнопку  $K_2$ ; при этом напряжение со стороны вторичной обмотки трансформатора оказывается отключенным от вольтметра, и последний измерит напряжение со стороны ротора. При помощи потенциометра  $P_2$  напряжение со стороны ротора устанавливается на желательную величину, например на половину шкалы вольтметра. Затем, нажимая кнопку  $K_1$ , при помощи потенциометра  $P_1$  и делителя напряжения  $D$  регулируют напряжение со стороны трансформатора и устанавливают его на ту же величину, как и со стороны ротора.

Чтобы определить положение ротора фазорегулятора, при котором имеет место совпадение по фазе напряжений ротора и трансформатора, на зажимы  $a$  и  $b$  подается то же напряжение, что и на зажимы  $A$  и  $B$  обмотки статора, т. е. зажим  $a$  соединяется с  $A$  и зажим  $b$  с  $B$ . Нажимая поочередно кнопки  $K_1$  и  $K_2$ , потенциометрами  $P_1$  и  $P_2$  и делителем напряжения  $D$  каждое из подаваемых напряжений регулируют на половину шкалы вольтметра. Затем, вращая маховик редуктора  $\Pi$  фазорегулятора, при отпущенных кнопках  $K_1$  и  $K_2$  находят положение ротора, при котором показание вольтметра будет минимальным. Это будет так называемое нулевое положение ротора.

Для уточнения нулевого положения ротора фазорегулятора рекомендуется повысить напряжение со стороны ротора и трансформатора до  $0,8 \div 0,9$  шкалы вольтметра и затем уточнить нулевое положение. Это положение отмечаем на шкале фазорегулятора  $Ш$  цифрой 12 (совпадение фаз напряжений  $AB$  и  $ab$ ). Если теперь к зажимам  $ab$  подвести напряжение, несовпадающее по фазе с напряжением  $AB$ , то нулевое показание вольтметра будет получено при положении стрелки  $y$  на оси фазорегулятора, сдвинутом относительно отметки 12, на угол, соответствующий сдвигу по фазе напряжения  $ab$  относительно  $AB$ .

Таким образом, присоединяя прибор, как показано на рисунке, к испытываемому трансформатору  $T$  и установив нулевое показание вольтметра, по шкале фазорегулятора определяется фазовый сдвиг между напряжениями  $AB$  и  $ab$ .

Если шкалу фазорегулятора выполнить как циферблат часов, то показание прибора будет соответствовать группе соединения трансформатора.

Порядок расположения зажимов должен быть таким, чтобы при чередовании фаз  $ABC$  при подсоединении  $a$  к  $B$  и  $b$  к  $C$  прибор указал четвертую группу, а при подсоединении  $a$  к  $C$  и  $b$  к  $A$  — восьмую группу.

При определении группы соединения трансформатора прибор присоединяется так, как указано на рисунке.

После определения группы производится проверка соответствия выводов обмоток ВН и НН. С этой целью зажимы прибора  $a$  и  $b$  соединяются с выводами трансформатора соответственно  $b$  и  $c$  и производится определение группы.

Затем те же зажимы прибора соединяются с выводами трансформатора  $C$  и  $A$ . При правильной маркировке выводов трансформатора должны получиться группы на 120 и 240° больше истинной.

Например, если трансформатор имеет пятую группу при первом соединении, девятую группу — при втором соединении и первую группу при третьем, то можно сделать вывод, что трансформатор имеет пятую группу соединения и правильно соединенные выводы.

## Выводы

Описываемый прибор дает возможность быстро, точно и непосредственно определять группу соединения трансформаторов вне зависимости от величины коэффициента трансформации. Включение прибора очень просто и наглядно, наладка его проста, а изготовление не представляет затруднений для любой мастерской по ремонту трансформаторов.

Инж. К. А. Худабаев

## Аппарат для испытания изоляции вторичных цепей

До настоящего времени для испытания изоляции вторичных цепей напряжением 1 кВ применяется громоздкая схема с трансформаторами напряжения НОМ-3 или НОМ-6.

Вместо этой схемы автором предлагается аппарат, применение которого представляет удобство в работе и сокращает время производства испытаний. С помощью этого аппарата можно производить также измерение изоляции цепей, вследствие чего отпадает необходимость в мегомметре.

Аппарат состоит (см. рисунок) из испытательного трансформатора  $T-1$ , измерительного трансформатора  $T-2$ , миллиамперметра-мегомметра  $\Gamma$ , переключателей и других деталей, указанных ниже.

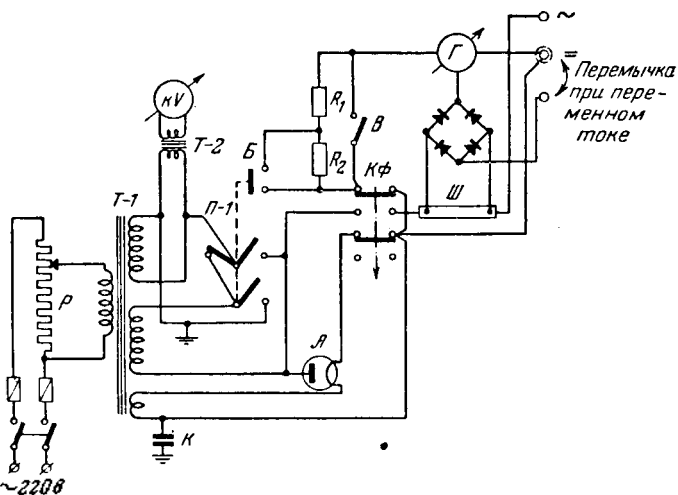
Испытательный трансформатор  $T-1$  имеет П-образный сердечник сечением  $9,7 \text{ см}^2$ . Первичная и высоковольтные обмотки располагаются каждая на двух катушечных каркасах. Первичная обмотка выполнена проводом ПЭЛ диаметром  $0,64 \text{ мм}$   $600 \times 2$  витков; высоковольтная обмотка — ПЭЛ диаметром  $0,15 \text{ мм}$   $7000 \times 2$  витков. Количество витков высоковольтной обмотки увеличивается на 12—15% против расчетного с учетом внутреннего падения напряжения.

Число витков обмотки накала выпрямителя на 60% больше расчетного вследствие невозможности получения номинального напряжения на ней при необходимом напряжении постоянного тока. В аппарате применена выпрямительная лампа  $L$  типа В-879.

В связи с малыми размерами испытательного трансформатора особое внимание следует уделить изоливанию высоковольтной обмотки от других обмоток.

Изоляция трансформатора была проверена напряжением 6 кВ переменного тока.

Мощность испытательного трансформатора проверялась при одновременном испытании контрольных кабелей длиной 250 м.





Емкостный ток при этом составлял 150 мА. Измерительный трансформатор Т-2 имеет П-образный сердечник сечением 2,5 см<sup>2</sup>. Обе обмотки располагаются на одном катушечном каркасе. Высоковольтная обмотка выполнена проводом ПЭЛ диаметром 0,07 мм, низковольтная — ПЭЛ диаметром 0,1 мм.

Миллиамперметр-мегомметр Г магнитоэлектрической системы чувствительностью 0—80 мкА (можно применить на 100 мкА) имеет две шкалы, из которых верхняя отградуирована от 0 до 500 мгом. При испытательном напряжении 2000 в деления шкалы удваиваются.

Нижняя шкала отградуирована на 0—100°, что соответствует 0—200 мА на переменном токе и 0—8 мкА — на постоянном.

Подбором кунроксных выпрямителей удалось получить равномерную шкалу на переменном токе с самого ее начала.

Для повышения чувствительности прибора при измерении изоляции на выпрямленном напряжении применен бумажный конденсатор К 1 мкФ с рабочим напряжением 1250 в и испытательным напряжением 4000 в. Для уменьшения утечки внутри прибора напряжение с катода лампы Л подается на корпус магнита, а вывод от рамки на зажим возможен более коротким проводником.

В случае, если полярность прибора не позволяет этого сделать, следует перевернуть магнит. Зажим 3 вывода экранируется.

Для мегомметра поставлены сопротивления  $R_1 = 12,5$  мгом и  $R_2 = 13$  мгом. На переменном токе шунт Ш — 200 мА.

Переключение высоковольтных обмоток с параллельного соединения на последовательное производится двухполюсным переключателем П-1 (перекидной рубильник). С этим переключателем соединен блок-контакт Б, шунтирующий сопротивление  $R_2$  мегомметра при включении на напряжение 1000 в.

Переключение схемы аппарата с постоянного тока на переменный осуществляется ключом КФ завода «Электропульт». Ось ключа заземлена.

Для испытания изоляции на постоянном токе с измерением тока утечки поставлен выключатель В, шунтирующий сопротивления  $R_1$  и  $R_2$ .

В качестве регулировочного приспособления использован реостат Р на 1000 ом. Аппарат защищен предохранителями на 1 а. Все металлические части аппарата надежно заземляются. На электростанции этот аппарат, кроме испытания вторичных цепей, используется для испытания электродвигателей постоянного тока с реостатами, возбуждателей генераторов со всеми цепями возбуждения и электродвигателей 500 в собственных нужд.

Аппарат размещен в корпусе размерами 450×400×300 мм; вес аппарата 14 кг.

Мастер А. В. Чернышев

## Номограмма для проверки электродинамической устойчивости ошиновки

В связи с непрерывным ростом мощности энергосистем растут и токи короткого замыкания. Ошиновка подстанций, смонтированная несколько лет назад, в ряде случаев оказывается уже динамически неустойчивой.

Для проверки динамической устойчивости ошиновки приходится многократно решать уравнение

$$\sigma_{\phi} = 1,76 \cdot 10^{-3} \frac{I^2}{SW} (i_p^{(3)})^2 \text{ кг/см}^2,$$

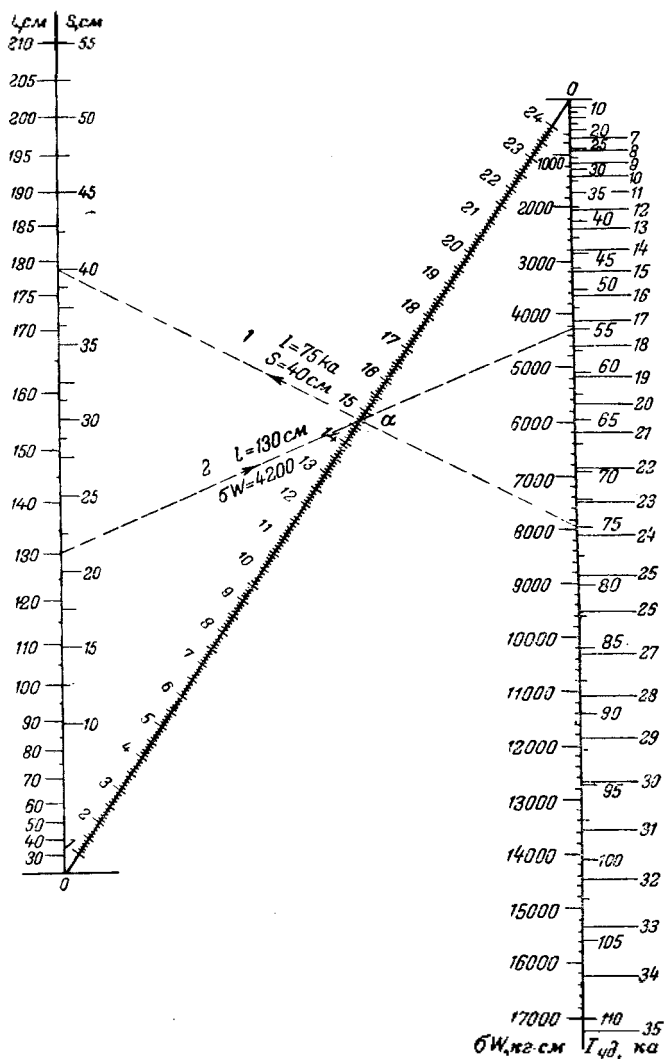
где  $\sigma_{\phi}$  — механическое напряжение в материале шин от взаимодействия фаз при коротком замыкании, кг/см<sup>2</sup>;

$l$  — расстояние (пролет) между изоляторами, см;

$S$  — расстояние между осями шин смежных фаз, см;

$W$  — момент сопротивления сечения шины относительно главной оси инерции, перпендикулярной плоскости расположения фаз, см<sup>4</sup>;

$i_p^{(3)} = I_{yd}$  — ударный ток трехполюсного короткого замыкания, кА.



Решения этого уравнения с различными значениями  $I$ ,  $S$ ,  $W$  представляют трудоемкую работу. Для упрощения расчета построена элементарная номограмма (см. рисунок) по формуле:

$$\frac{(i_p^{(3)})^2}{S} = 10^{-3} \frac{\sigma W}{1,76 \cdot l^2}.$$

Пользование номограммой заключается в следующем:

1. По заданным величинам  $I_{yd}$  и  $S$  соединяем точки на соответствующих шкалах номограммы линией и находим точку  $\alpha$  пересечения с вспомогательной шкалой.

2. Точку на шкале, соответствующую величине  $l$ , соединяем с точкой  $\alpha$  и продолжаем прямую до пересечения со шкалой  $\sigma W$ , где находим величину  $\sigma W$ , или, наоборот, задавшись величиной  $\sigma W$ , определяем величину  $l$ .

Пользуясь таблицей значений  $\sigma W$  для медных и алюминиевых шин разных сечений, по найденной на номограмме величине  $\sigma W$  выбираем необходимое сечение шин.

В качестве примера определим необходимое сечение шин для  $I_{yd} = 75$  кА,  $S = 40$  см и  $l = 130$  см.

Точку 75 на шкале  $I_{yd}$  соединяем с точкой 40 на шкале  $S$  прямой линией и отмечаем точку пересечения ее с вспомогательной шкалой (14,75).

Точку 130 на шкале  $l$  соединяем с точкой 14,75 на вспомогательной шкале и продолжаем прямую до пересечения со шкалой  $\sigma W$ , где находим значение 4200 кг·см.

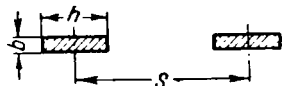
Из таблицы по значению  $\sigma W = 4200$  кг·см выбираем шины алюминиевые 80×8 мм, для которых  $\sigma W = 5550$  кг·см.

Во избежание большой погрешности при использовании начального участка шкалы тока  $I_{yd}$  (менее 35 кА) дана дополнительная шкала с масштабом, увеличенным в 10 раз;

\* „Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания“, стр. 27.



**Значения  $\sigma W$  (кг·см) для медных и алюминиевых шин при расположении**



$\sigma W$ для медных шин	Сечение шин, мм	$\sigma W$ для алюминиевых шин
145,0	15×3	72,5
260,0	20×3	130,0
403,0	25×3	202,0
583,0	30×3	293,0
795,0	35×3	—
780,0	30×4	390,0
1380,0	40×4	692,0
1765,0	45×4	—
2170,0	50×4	1083,0
1730,0	40×5	865,0
2715,0	50×5	1360,0
3900,0	60×5	1950,0
3250,0	50×6	1630,0
4680,0	60×6	2340,0
5480,0	65×6	—
8350,0	80×6	4170,0
13000,0	100×6	6500,0
6250,0	60×8	3120,0
11160,0	80×8	5550,0
17300,0	100×8	8650,0
7800,0	60×10	3900,0
13900,0	80×10	6950,0
21650,0	100×10	10850,0

соответственно в 10 раз увеличивается и масштаб  $\sigma W$  при неизменном масштабе  $S$  и  $l$ .

При пользовании дополнительной шкалой тока значения на ее шкале следует уменьшать в 10 раз.

Инж. А. Н. Комбай-Задё

## Работа линии электропередачи в несимметричном режиме

В начале 1952 г. на транзитной двухцепной линии 110 кВ вследствие налипания снега произошел обрыв проводов различных фаз обеих цепей.

Ввиду острой необходимости восстановления питания района и невозможности быстрого ремонта было решено перейти на работу по двум фазам одной цепи.

Схема электростанции выполнена в виде двух укрупненных блоков, т. е. в каждом блоке два генератора (завода «Уралэлектростанция»), которые работают через один трансформатор на линию 110 кВ. Оба блока соединены между собой на стороне 110 кВ по схеме мостика.

В описываемом случае работали оба трансформатора, т. е. выключатель в перемычке был включен.

В работе было оставлено три генератора, каждый из которых нес нагрузку около 20% от номинальной. Нулевые выводы обоих трансформаторов были заземлены, а поврежденная фаза линии отключена между линейным выключателем и его выносным трансформатором тока.

На приемной подстанции также была отключена поврежденная фаза линии и заземлен нулевой вывод трансформатора.

Передача электроэнергии в несимметричном режиме продолжалась в течение 38 час. При этом вследствие отсутствия опыта работы генераторов в несимметричном режиме несимметрия токов по фазам генераторов не допускалась более 15%, чем и объясняется включение в работу трех генераторов. При этом вибрация агрегатов не превышала нормальной. Измерить нагрев ротора не представлялось возможным; каких-либо ненормальностей в работе электрооборудования (трансформаторов, защиты) не наблюдалось.

В конце 1952 г. бригадой Тбилисского научно-исследовательского института сооружений и гидроэнергетики были проведены специальные испытания генераторов при работе в несимметричном режиме, а также испытания линий электропередачи при работе по двум фазам.

Результаты испытания подтвердили возможность работы в несимметричном режиме как генераторов, так и линий электропередачи в целом. Генераторы оказались возможным нагружать до 70% от номинальной мощности.

Режим работы по двум фазам линии принят энергосистемой как основной метод восстановления питания потребителей района при аварийном выходе из работы линий электропередачи и введен в противоаварийные инструкции.

Инж. К. К. Чернев

## Определение места повреждения кабеля с заплывающим пробоем

В практике отыскания мест повреждения подземных кабелей встречаются трудности, которые до последнего времени полностью еще не преодолены.

Поэтому большой интерес представляет опыт применения в одной энергосистеме новой аппаратуры для отыскания повреждения в импортном кабеле 35 кВ марки ОСБ-3×120 длиной около 9 км, проложенном одним из предприятий в 1951 г.

В 1952 г. этот кабель был четыре раза пробит при испытании повышенным выпрямленным напряжением (в целом месте).

Для нахождения повреждения место пробоя каждый раз прожигалось неоднократным включением напряжения 35 кВ от силового трансформатора 3200 кВА одной из подстанций.

После производства измерения методом петли место пробоя уточнялось гальванометром, для чего кабель вскрывался в зоне предполагаемого повреждения.

Уточнение места повреждения с помощью гальванометра, особенно в зимних условиях и в черте города при асфальтированных улицах, было сопряжено с большими трудностями, затратами и длительностью.

При последнем испытании произошел пробой (как оказалось впоследствии, в соединительной муфте), при отыскании которого неоднократные прожигания от трансформатора 3200 кВА не дали положительных результатов. Место пробоя тут же заплывало, и переходное сопротивление оставалось ~150—200 мом.

Место повреждения было обнаружено бригадой ЦНИЭЛ, применившей свой метод колебательного разряда для нахождения зоны повреждения (аппарат ОЖО-2) и акустический метод Ленэнерго — для определения места пробоя.

Операции по нахождению места пробоя кабеля были произведены в течение 8 час. в следующем порядке.

Собрана дважды (с обоих концов кабеля) схема кенотронной установки и установлен прибор ОЖО-2, связь которого с кабелем осуществлялась через антенну длиной 1,5 м.

Проявлена пленка заснятой в момент пробоя осциллограммы и по ней определена зона трассы кабеля, где произошел пробой.

В найденной зоне на протяжении 300 м вскрыт снежный покров через каждый 2—2,5 м для установки акустического прибора на грунт. Зона в 300 м взята потому, что не было данных о точной длине кабеля и ориентировке кабельных муфт.

Поставлена кенотронная установка и подобрано сопротивление для ограничения анодного тока лампы.

После этого производилась зарядка дефектной фазы до пробоя с одновременным прослушиванием трассы акустическим прибором.

Пробой производился один раз через каждые 3—5 сек.

Место пробоя оказалось в свинцовой муфте одной из фаз кабеля, находившейся в земле, непосредственно под точкой, определенной прибором.

Все операции производились при температуре —29°С.

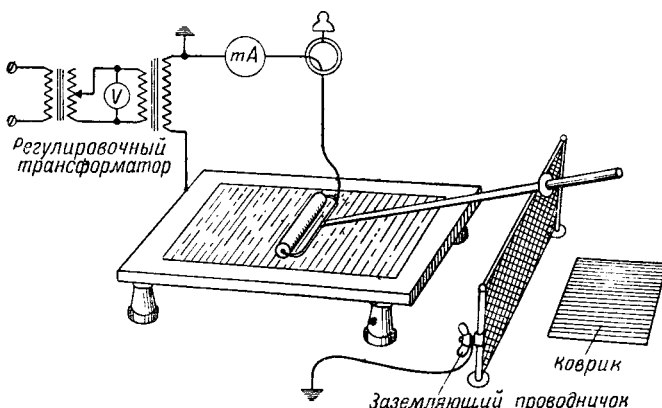
<sup>1</sup> См. «Электрические станции», 1953, № 1.

Импульсная аппаратура, разработанная ЦНИЭЛ, и акустическая аппаратура ЛЭС Ленэнерго, как показал опыт, позволяют быстро и точно определять место повреждения кабеля при заливающем пробос. При этом совершенно не требуется прожигания места повреждения до устойчивого короткого замыкания, а найденное место повреждения совершенно точно указывается на трассе кабеля.

В процессе измерений обследуется только небольшой участок, что является весьма важным, особенно в больших городах и зимних условиях.

Нужно полагать, что указанная аппаратура найдет широкое применение во всех энергосистемах.

Инж. Б. И. Авербух и инж. А. И. Федоров



## Об испытании резиновых ковриков и дорожек

Описанная в статье Г. П. Кузьмина и И. А. Яковсона<sup>1</sup> схема испытания имеет тот существенный недостаток, что валок и лицо, производящее испытание, находятся под разными потенциалами, вследствие чего проводящий испытание должен быть хорошо изолирован от валика.

Необходимо учесть также, что некоторые высоковольтные лаборатории имеют штатки для 10 кВ и выше, испытывающие на 40 кВ. Эти штатки согласно «Правилам пользования и испытания защитных средств, применяемых в электротехнических установках» не могут применяться для ковриков и дорожек, предназначенных для использования

в установках выше 1000 В и имеющих испытательное напряжение 15 кВ.

Приведенная на рисунке схема испытания ковриков и дорожек лишена указанного недостатка. Как видно из рисунка, стальной лист, на котором располагается коврик или дорожка, укрепляется на подставке с изоляторами. Лист соединяется с полюсом испытательного трансформатора, находящимся под напряжением по отношению к земле, а валок присоединяется к заземленному полюсу трансформатора. Таким образом, лицо, производящее испытание, и валок будут находиться под одинаковым потенциалом.

Лицо, проводящее испытание, обязано пользоваться диэлектрическими перчатками, ботами и ковриком.

Инж. В. К. Фирсов

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

□ □ □

### ПОПРАВКА

В № 4 «Электрические станции» за 1953 г. в статье И. К. Гришука и М. А. Кротковой на стр. 15, левая колонка, первую фразу второго абзаца сверху следует читать:

«Опыт с давлением в деаэраторе, близким к расчетному (1,2 ата), позволившим существенно увеличить расход выпара, показал, что, несмотря на полное отключение барботажной додеаэрации, во всех пробах воды на выходе из бака-аккумулятора имело место устойчивое розовое окрашивание при введении в них нескольких капель фенолфталеина».

## **В Техническом управлении по электростанциям**

### **Об области применения механической и электромагнитной блокировки разъединителей с выключателями**

Техническое управление по электростанциям приняло следующее решение (№ 5/Э от 17 февраля 1953 г.):

В целях унификации блокировки разъединителей с масляными выключателями необходимо во всех вновь оборудуемых блокировкой распределительных устройствах применять:

1. В закрытых и открытых распределительных устройствах с одной системой шин вне зависимости от числа присоединений и с двумя системами шин с числом присоединений до 20 — механическую блокировку.

2. В закрытых и открытых распределительных устройствах с двумя системами шин с числом присоединений больше 20, в зависимости от местных условий, — электромагнитную или механическую блокировку.

3. В распределительных устройствах с секционированной системой шин и трансфером — только электромагнитную блокировку.

### **О внесении изменения в п. 98, ч. II «Правил безопасности при эксплуатации воздушных линий высокого напряжения»**

Техническое управление по электростанциям и Президиум ЦК профсоюза рабочих электростанций приняли следующее решение (№ 7/Э от 11 марта 1953 г.):

п. 98, ч. II «Правил безопасности при эксплуатации воздушных линий высокого напряжения» принять в следующей редакции:

«При работе не допускается братья руками или касаться штанги выше упорного кольца».

## **В Управлении капитального строительства**

### **О руководящих указаниях по наблюдениям за режимом подземных вод**

Управлением утверждены «Руководящие указания по наблюдениям за режимом подземных вод», разработанные проектным институтом «Гидроэнергопроект».

Наблюдения за режимом подземных вод в районе гидротехнических сооружений и по берегам водохранилищ, имеющие очень важное значение при проектировании и эксплуатации, производятся сетью режимных станций, организуемых по мере возникновения необходимости в постановке режимных наблюдений.

В «Руководящих указаниях» рассматриваются вопросы методики и техники производства наблюдений и камераль-

ной обработки, а также даются принципиальные указания по проектированию стационарной сети станций для наблюдения за режимом подземных вод и способу оборудования наблюдательных точек.

### **Об инструкции по хранению, сокращению и ликвидации материалов в инженерно-геологической документации при изысканиях**

Управлением утверждена разработанная институтом «Гидроэнергопроект» «Инструкция по хранению, сокращению и ликвидации материалов инженерно-геологической документации при изысканиях для гидроэнергетического строительства».

Условия хранения геологических материалов, являющихся документацией различных видов инженерно-геологических исследований, до настоящего времени не имели четких правил и ограничений.

Инструкция определяет основные требования к порядку учета, хранения, сокращения и ликвидации материалов инженерно-геологических изысканий и состоит из следующих разделов: порядок учета и хранения первичной полевой документации; порядок учета и хранения материалов предварительной камеральной обработки; порядок учета и хранения материалов окончательной камеральной обработки и порядок хранения, сокращения и ликвидации бурового керна, образцов и проб пород.

### **О таблицах площадей сфероидических трапеций**

Управлением утверждены разработанные проектным институтом «Гидроэнергопроект» «Таблицы площадей сфероидических трапеций», составленные в целях рационализации и ускорения гидрологических и проектных работ, связанных с определением площадей по существующим топографическим картам. Пользование таблицами не снижает точности получаемых результатов.

### **О приеме в аспирантуру ВТИ**

Всесоюзный ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт имени Ф. Э. Дзержинского производит на 1953—1954 учебный год прием аспирантов (с отрывом и без отрыва от производства) по специальностям: теоретическая теплотехника; котельно-топочные установки; сушильное дело; технология воды, топлива и масел; паровые, газовые турбины и теплофикация; металловедение; газочистка.

А. В аспирантуру с отрывом от производства принимаются граждане СССР не старше 40 лет, имеющие законченное высшее образование, проявившие способность к научно-исследовательской работе и имеющие опыт работы по избираемой специальности не менее трех лет. Срок обучения — 3 года.

Для поступления в аспирантуру требуется представление: а) заявления на имя директора Института; б) научных и печатных работ, описания изобретений и рационализаторских предложений, а при отсутствии таковых — реферат по специальности на избранную поступающим

тему; в) копии диплома (в двух экземплярах) об окончании вуза (при приеме для сдачи приемных экзаменов поступающий предъявляет подлинник диплома); г) характеристики с места работы (в двух экземплярах); д) анкеты по форме № 1 (в двух экземплярах); е) автобиографии (в двух экземплярах); ж) справки об отключении к воинской обязанности (в двух экземплярах); з) трех фотографических карточек размером 3×4 см и справки о состоянии здоровья.

Заявления принимаются до 30 сентября 1953 г. по адресу: Москва 68, Ленинская слобода, 23, ВТИ. Справки по телефону Ж-2-25-80, доб. 5-16.

Вступительные экзамены будут производиться с 1 октября по следующим дисциплинам: по избранной специальности; основам марксизма-ленинизма в объеме програм-

мы вуза; одному иностранному языку (по выбору поступающего) в объеме программы вуза.

Зачисленные в аспирантуру обеспечиваются государственными стипендиями в размере 780 руб. в месяц. Аспирантам, выполняющим свои учебные планы в намеченные сроки, разрешается работа по совместительству в лабораториях Института, в которых они проходят аспирантуру, с дополнительной оплатой 220—420 руб. в месяц.

Общежитием аспиранты не обеспечиваются.

Б. В аспирантуру без отрыва от производства (заочная аспирантура) условия приема и сроки приема те же, что и в аспирантуру с отрывом от производства, за исключением следующих изменений: возраст поступающих в аспирантуру не ограничен; срок обучения 4 года; стипендиями аспиранты не обеспечиваются.

## Николай Николаевич Амосов

19 мая 1953 г. скончался один из старейших работников энергетической промышленности СССР Николай Николаевич Амосов.

Н. Н. Амосов происходил из рабочей семьи, с одиннадцатилетнего возраста начал работать рабочим в Архангельске.

В 1926 г. он был направлен на учебу и в 1929 г. закончил рабочий факультет, в 1934 г. успешно окончил Московский энергетический институт, получив звание инженера-энергетика. С тех пор в течение 20 лет Н. Н. Амосов работал на различных участках энергетического хозяйства нашей страны.

Начав работу дежурным инженером Шатурской гзс, он вскоре стал начальником цеха, а затем директором гзс имени Классона.

Организаторские способности, проявленные Н. Н. Амосовым на этой работе, позволили выдвинуть его на бо-



лее ответственную руководящую работу.

Н. Н. Амосов ряд лет работал управляющим Уральской энергосистемы, управляющим Ивановской энергосистемы, главным инспектором Министерства электростанций и электропромышленности по эксплуатации электростанций и сетей, начальником Главцентрэнерго, а в последнее время управляющим Трестом передвижных электростанций.

Беззаветно преданный Коммунистической партии, энергичный руководитель и организатор, Н. Н. Амосов отдавал все свои силы и знания делу электрификации нашей страны.

Советское правительство высоко оценило заслуги Н. Н. Амосова перед Родиной, наградив его орденами Трудового Красного Знамени, Красной Звезды и медалями Советского союза.

Светлая память о Н. Н. Амосове надолго останется в сердцах советских энергетиков.

*Первушин М. Г., Жимерин Д. Г., Ефремов Д. В., Ермаков В. С., Ключков Н. М., Смирнов М. С., Спирин С. А., Чижов Д. Г., Веселов Н. Д., Лавренко Б. Д., Смирнов Г. В., Молоканов С. Н., Немов А. П., Уфаев М. Я., Захаров В. А.*

□ □ □

## 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 photographиями и чертежами, однако число их должно быть минимально необходимым. Чертежи выполнять тушью или карандашом, надписи и обозначения писать четко. Снимки направлять четкие и контрастные размером не менее  $9 \times 12$  см, в двух экземплярах.

В тексте статьи обязательно делать ссылки на рисунки, причем обозначения в тексте должны строго соответствовать обозначениям на рисунках.

Каждый чертеж или photographия должны иметь порядковый номер, соответствующий его номеру в тексте, и подпись.

Чертежи и фото в текст не вклеивать, а прилагать отдельно, составив на них опись.

4. В табличном материале точно обозначать единицы измерения. Наименования давать полностью, не сокращая слов. Не давать слишком громоздких таблиц.

5. Иностранные единицы измерения обязательно переводить в принятые в Советском Союзе меры длины, веса и др.

6. Рукопись, подписанная автором, должна в конце иметь данные: полностью имя, отчество и фамилию, домашний адрес, занимаемую должность, год рождения, номер и место выдачи паспорта.

7. Материал для журнала направлять по адресу: Москва, Ветошный пер., здание ГУМ, III корпус, I этаж, помещ. 165, редакции журнала «Электрические станции».

ВОЛОГОДСКАЯ  
ОБЛАСТНАЯ  
БИБЛИОТЕКА

**Цена 8 руб.**