

# ЭЭ ЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

11



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1952

# ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

# 11

НОЯБРЬ  
1952

Орган Министерства электростанций СССР

23-й ГОД ИЗДАНИЯ

## СОДЕРЖАНИЕ

Передовая — Почетные задачи строителей-энергетиков	3
Н. А. Ширинкин, А. Т. Лозовский и И. М. Рувимский — Улучшение схемы предварительной сушки бурого угля перед мельницей	7
Б. И. Логинов — О количественной оценке влияния присосов на технико-экономические показатели котельных агрегатов	9
П. И. Киселев и А. П. Животов — Испытание шнекового питателя пыли	13
В. Н. Тетеревников — Вентиляция котельных цехов электростанций	15
М. А. Случаев и Л. М. Федотов — Переделка регулирования турбины АП-4 на гидродинамическое	18
Н. Ф. Нестерович — Выбор экономической температуры воды в тепловой сети	23
С. М. Фридман — Сорбенты для регенерации масел с применением термосифонов и адсорберов	25
Б. Ф. Петриков — Поточно-скоростное строительство линии электропередачи 110 кв на деревянных опорах	28
А. Я. Белоголов — Опыт энергоснабжения крупного строительства	30
Е. Д. Зейлидзон — Телемеханизация в энергетических системах	33
Г. Б. Якуша — Плавка гололеда на линиях электропередачи 35—110 кв с помощью реактора	38
М. Е. Сыркин и Л. М. Шницер — Определение раскладываемой мощности трансформаторов при несимметричных нагрузках	42
П. И. Зотов — 30 лет электростанции „Красный Октябрь“	46

### ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

Ф. Г. Логунов — Монтаж регенеративных воздухоподогревателей	48
Г. Я. Копелев и П. Т. Третьяков — Разгрузка трансформаторов весом 80 т	52
Об упрощении конструкции релейных панелей	52

### ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

В. С. Белоусов — Соревнование за отличное качество и снижение стоимости ремонта оборудования	53
В. П. Ширшов — Опыт эксплуатации дымососов с плосколопастным ротором	54
Г. К. Ларионов — Реконструкция вальцевой дробилки для угля	56
А. Ф. Васильев — Эксплуатация изоляции открытых распределительных устройств на тепловой электростанции	57
Н. В. Николаева — Усиление и повышение надежности сборных шин подстанций 110 кв	57
Г. М. Павлов — Устройство для записи приращения активной мощности генератора	58
П. Д. Дорохин — Влияние электросварки на работу релейной защиты	59
К. И. Ройстачер — Отказ защиты с одним реле, включенным на разность токов	59

### ХРОНИКА

В Техническом управлении Министерства	
О мероприятии по улучшению влагонепроницаемости маломасляных выключателей типа МГ-35	60
Об уменьшении времени действия релейной защиты, автоматического повторного включения и автоматического включения резервного питания	60
Конференция читателей журнала «Электрические станции» в Киеве	61
Сессия по улучшению сжигания антрацитов и тощих углей — Е. К. Корчинский	61
О выпуске „Руководящих указаний по проектированию экранных контуров с естественной циркуляцией“	63

### КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

В. Е. Казанский и Л. Д. Стернинсон — Рецензия на книгу А. Г. Москалева „Автоматическое регулирование частоты в энергосистемах“	63
--	----



**РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ**

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

Главный редактор Д. Г. Чижов

---

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

*Рабочие, крестьяне, интеллигенция Советского Союза!  
Успешно выполним исторические задачи, поставленные  
XIX съездом Коммунистической партии! Добьемся новых  
побед в строительстве коммунизма!*

*(Из Призывов ЦК КПСС к 35-й годовщине  
Великой Октябрьской социалистической революции).*

## ПОЧЕТНЫЕ ЗАДАЧИ СТРОИТЕЛЕЙ-ЭНЕРГЕТИКОВ

Как и весь советский народ, строители- и монтажники-энергетики с огромным воодушевлением встретили директивы XIX съезда партии по пятому пятилетнему плану развития СССР на 1951—1955 гг., установившие конкретную программу строительства коммунизма в нашей стране на ближайшие годы.

В области электрификации эта программа определяется необходимостью «обеспечить высокие темпы наращивания мощности электростанций в целях более полного удовлетворения растущих потребностей народного хозяйства и бытовых нужд населения в электроэнергии и увеличения резерва в энергетических системах».

Выполняя указания партии и правительства о наращивании мощностей электростанций, строители- и монтажники-энергетики самоотверженно трудятся над решением сложных задач, проводя большие работы по строительству и монтажу электростанций, линий электропередачи и подстанций. По Министерству электростанций объемы капитальных вложений из года в год растут.

Выращенные заботой Коммунистической партии за годы первых пятилеток кадры строителей и монтажников сумели в короткие сроки решить сложные технологические задачи по монтажу оборудования высоких параметров пара.

Разработана и осуществлена новая технологическая схема производства работ на строительстве тепловых электростанций, дающая возможность пускать в эксплуатацию первые агрегаты по истечении 3—3½ лет с начала строительства. Ряд электростанций Центра, Урала, Донбасса и Сибири уже построен в такие сроки. Ближайшая задача, вытекающая из директив XIX съезда партии, заключается в том, чтобы пускать первые агрегаты на строящихся тепловых электростанциях максимум в 2½ года. На выполнение этой задачи и направлены в настоящее время творческие усилия энергетиков.

На строительстве электростанций значительно укрепилась технологическая дисциплина в производстве строительных и монтажных работ, осуществляемых теперь, как правило, по утвержденным проектам организации работ. Применение большого парка строительных механизмов обес-

печивает значительное ускорение производства трудоемких работ.

Несмотря на явные успехи, темпы роста капитального строительства в энергетическом хозяйстве и ввод новых мощностей на электростанциях все же отстают от заданий народнохозяйственного плана. Это объясняется прежде всего наличием крупных недостатков в организации строительного-монтажных работ все еще недостаточной культурой производства. Новая мощная строительная техника, которую выпускает наша промышленность, используется на строительстве электростанций не в полной мере. Преодоление этих недостатков является насущной задачей строителей-энергетиков.

Решающее значение в производстве строительных и монтажных работ имеют организация работ как в целом по строительству, так и по отдельным сооружениям, а также организация труда на участках и в отдельных бригадах.

Наиболее целесообразное размещение подсобных производств и выбор их рациональной мощности, правильная организация потока большого количества материалов и оборудования, поступающих на строительства, с исключением дополнительных перевалок, строгая технологическая последовательность и высокая степень механизации всех видов строительных и монтажных работ, максимальное совмещение отдельных видов работ — вот перечень вопросов, которые все еще недостаточно учитываются в проектах и на стройплощадках.

Имеется много примеров, когда при незаконченных работах по подземному хозяйству начинается монтаж надземных конструкций зданий или допускается отставание работ по строительству пристанционного узла водоснабжения, что вносит осложнения в последующие строительные и особенно монтажные работы.

На строительстве электростанций слишком мало внимания уделяется подготовке строительных площадок, поэтому к началу строительных и даже монтажных работ дороги, временные и постоянные коммуникации не бывают закончены, что стесняет и значительно осложняет ведение работ.

Слабо внедряются блочные опалубка, арматура и заполнение стен, а также сборные железобетонные конструкции, в то время как высокая эффективность их применения доказана еще в годы войны на строительстве Челябинской тэц. Опыт строителей треста «Южэнергострой» на строительстве электростанций в районе г. Киева и частично строителей треста «Средволгоэнергострой» на расширении электростанций Среднего Поволжья показывает большие преимущества сборных железобетонных конструкций при производстве работ по главному зданию электростанций и фундаментам оборудования. Сроки сооружения при этом сокращаются на 10—15%, а производительность труда повышается до 120—125%, доходя на отдельных элементах до 200%.

Особое значение в деле скоростного строительства электростанций имеет применение блочных конструкций при заполнении стен. Большие объемы по заполнению стен главных корпусов электростанций кирпичом или шлакблоками требуют значительных трудозатрат. Необходимо разработать такие конструкции стенового заполнения, которые позволили бы возводить стены методом крупноблочного монтажа с применением кранов.

Большие резервы для повышения производительности труда и сокращения сроков строительства таятся в более широкой и глубокой механизации работ. Если в области механизации земляных работ и приготовления бетона достигнуты некоторые успехи, то в механизации транспорта бетона от бетонного завода до места укладки, штукатурных работ, кирпичной кладки, погрузочно-разгрузочных работ по массовым строительным материалам сделано очень мало, в то время как эти работы по трудозатратам составляют около 60% всего объема работ на строительстве.

Имеющиеся в распоряжении строителей механизмы на указанных работах используются крайне плохо; бетононасосы, например, используются не более чем на половину, штукатурные агрегаты — всего на 20%. Это говорит о недостаточном внимании инженерно-технических работников к вопросам механизации.

Основой индустриализации строительных и монтажных работ на энергетических объектах являются межрайонные производственные базы. Однако капиталовложения по строительству баз за I полугодие 1952 г. полностью не освоены. Особенно плохо строят базы тресты «Сибэнергострой» и «Средволгоэнергострой» Главэнергостроя, трест «Кавказэнергострой» Главюжэнергостроя. Неудовлетворительно осваиваются капиталовложения и по базам Главуралэнергостроя. Руководителям трестов надо серьезно заняться

строительством собственных производственных баз, обеспечив их полное окончание в 1953 г., и в первую очередь в Донбассе, на Урале, в Сибири и на Кавказе.

Необходимо обратить серьезное внимание на организацию месячного и суточного планирования и учета выполненных работ. Это — серьезный рычаг воздействия на ход выполнения программы и повышение производительности труда.

Надо повседневно заниматься вопросами состава и структуры бригад, организацией их труда. Количество рабочих в бригаде, состав их по квалификации должен меняться в зависимости от характера и фронта работ, от вида применяемых механизмов и других местных условий. Без повседневного внимания к этому делу неизбежны снижение производительности труда и уменьшение эффективности использования машин.

Однако на строительствах электростанций этим занимаются мало. Поэтому, например, количество комплексных бригад, имеющих производительность труда на 20—50% выше по сравнению с обычными бригадами, пока еще крайне недостаточно.

Недовыполнение плана строительно-монтажных работ в значительной мере объясняется отсутствием внимания у многих руководителей строительства и строительно-монтажных трестов к вопросам закрепления рабочих и повышению трудовой дисциплины на строительствах. Строительства систематически переживают недостаток рабочей силы, в то время, как только за I полугодие 1952 г. со строек ушло по неуважительным причинам большое количество рабочих. Большая текучесть объясняется прежде всего отставанием жилищного строительства, неудовлетворительными бытовыми условиями и недостатками в воспитательной работе.

Выполнение главной задачи — сокращения сроков строительства электростанций — зависит от проведения на стройках ряда мероприятий. Прежде всего надо максимально сокращать организационный, подготовительный период строительства. В течение 8—12 мес. после начала строительства должно заканчиваться сооружение жилых поселков, подсобных производственных баз, водопровода и других подземных коммуникаций промышленных площадок, железных и автомобильных дорог, а также комплектование и организация коллектива рабочих и инженерно-технических работников с учетом разворота работ по всему комплексу строительства.

Эта задача выполнима только при широком применении инвентарных, сборно-разборных сооружений как в жилищном строительстве, так и в строительстве подсобных предприятий. Строи-

тельно-монтажные тресты имеют в своем распоряжении в настоящее время некоторое количество передвижных жилых домов, передвижных котельных, бетонорастворных узлов и электроподстанций. Необходимо полностью обеспечить этими сооружениями строительства электростанций, начинаемых в 1953 г.

На втором этапе строительства должны выполняться строительные работы по подземному хозяйству главного здания, включая пристанционный узел водоснабжения, а также по зданиям щита управления, распределительных устройств, химводоочистки, по открытым подстанциям и сооружениям топливоподачи. Эти работы должны осуществляться на полную мощность электростанции и проводиться с широким применением мощных строительных механизмов, с четким потоком отдельных видов работ.

При правильной организации поточного метода с максимальным использованием имеющихся механизмов период сооружения подземного хозяйства может быть сведен до 4—6 мес.

Третий этап строительства — это завершение строительных работ по главному зданию и всем подсобным цехам, а также проведение монтажа технологического оборудования. Процесс производства совмещенных работ в этот период стройки должен быть также организован по потоку, с широким привлечением специализированных монтажных организаций.

Вступление в работу специализированных организаций требует от руководителей строительства четкого руководства, поэтому поток всех видов работ должен быть тщательно и детально разработан. Этот третий период строительства, заканчивающийся пуском первых агрегатов электростанции, должен длиться 8—12 мес.

Примерная схема потока в производстве отдельных видов работ по главному зданию тепловой электростанции представляется в следующем виде: земляные работы по главному зданию начинаются с постоянного торца общим котлованом по всей ширине. По мере готовности на участке первых 15—20 м начинаются работы по подготовке оснований, установке арматуры и опалубки. Затем следуют укладка бетона, обратная засыпка, сооружение черных полов, укладка железнодорожных подъездных путей с постоянного торца и путей башенного крана.

Наличие железнодорожных подъездных путей с постоянного торца и башенного крана позволяет до окончания работ по подземному хозяйству всего главного здания приступить к монтажу металлоконструкций, мостовых кранов котельной, машинного зала, насосной и монтажу технологического оборудования.

Приведенная схема организации работ позволит значительно сократить сроки сооружения электростанций. Эта схема может быть осуществлена при четкой организации хозяйства стройки, максимальной механизации работ и всемерном привлечении инициативы рабочих и инженерно-технических работников к разработке и внедрению новых скоростных методов производства работ.

Опыт строительства электростанций Центра, Урала и Донбасса за последние 3—4 года достаточно убедительно подтверждает целесообразность применения описанной схемы и в то же время этот опыт говорит о наличии больших, все еще не используемых резервов.

Необходимо смелее и шире внедрять блочный монтаж и монтировать этим методом не только котлы и турбины, но и трубопроводы, все вспомогательное оборудование, электрооборудование и другие технологические узлы. Надо всемерно повышать механизацию монтажных работ, особенно по трубопроводам, системам пылеприготовления и сварочным работам.

В организации скоростного строительства и монтажа электростанций энергетикам нужна помощь заводов-поставщиков оборудования. Организация совмещенного потока строительных и монтажных работ требует поставки всего технологического оборудования, особенно оборудования котельных агрегатов, питательной системы и системы пылеприготовления, до начала монтажа конструкций главного здания. Оборудование должно поступать в определенном порядке, обусловливаемом поточным методом монтажа агрегатов на полную установленную мощность. Поэтому особенно важно, чтобы поставка оборудования правильно планировалась, а плановые сроки его поставки точно выдерживались. Однако такой поддержки строители и монтажники-энергетики от машиностроителей еще не получают.

До сих пор строительства электростанций находятся в большом прорыве по себестоимости строительных и монтажных работ. Многие стройки не только не выполняют заданий по снижению себестоимости, но и значительно превышают сметную стоимость. За I полугодие 1952 г. строительства треста «Мосэнергострой» превысили сметную стоимость на 9,7%, Главуралэнергостроя — на 9,5%; Главюжэнергостроя — на 5,7% и Главэнергостроя — на 13,4%.

Опыт работы строительства ряда электростанций показывает, что при правильной организации хозяйства строительства можно работать рентабельно. Однако руководители многих строительных и трестов до сих пор незначительно ведут хозяйство трестов.

Основными источниками перерасходов строительства электростанций являются:

а) Слабое внедрение хозяйственного расчета во все звенья, от бригады рабочих до отдельных участков основного и подсобных производств. Только внедрением действенного расчета на строительствах можно поднять ответственность начальников участков, прорабов, мастеров и бригадиров за рациональное расходование материалов, фондов зарплаты и упорядочить другие виды расходов.

б) Недостаточное использование мощности производственных предприятий и имеющихся механизмов. На одном строительстве треста «Мосэнергострой» за 1951 г. уложено 47 тыс. м<sup>3</sup> бетона, в то время как мощность бетонного завода позволяет уложить 120 тыс. м<sup>3</sup>. Только по бетону на этом строительстве за 1951 г. удорожание составило почти 500 тыс. руб., так как постоянные затраты по заводу из-за неполного его использования повысили стоимость 1 м<sup>3</sup> бетона на 13 руб. Аналогичные примеры могут быть приведены и по использованию экскаваторов, кранов, бульдозеров и других механизмов. Также далеко неполностью используется мощность и других подсобных предприятий.

в) Недостаточно четкая, часто просто неправильная и нерациональная организация производства работ, плохой контроль за качеством работ, что приводит к браку в работе и вызывает дорогостоящие переделки.

г) Плохая организация погрузочно-разгрузочных работ, приводящая к большим штрафам за простой вагонов; плохо организованная работа отделов снабжения, что влечет за собой отсутствие налаженной претензионной работы к поставщикам материалов и оборудования по срокам поставки, качеству и количеству получаемых материалов.

Проектное и сметное дело по строительству электростанций, подстанций и линий электропередачи в настоящее время значительно тормозит

освоение капиталовложений и выполнение плана ввода новых мощностей. Техническая документация выдается строительным и монтажным организациям в большом числе случаев поздно и некомплектно. Единичные расценки разрабатываются некачественно, не соответствуют конструктивным элементам и фактическим методам производства работ.

Проектные организации должны полностью и своевременно обеспечивать строительства качественной технической и сметной документацией. Решить эту задачу можно только максимальным применением типового проектирования. Разработка и выдача технической документации должны проводиться не позднее чем за 6 мес. до начала работ, и эту задачу надо решить в самое ближайшее время.

Решающее значение в выполнении программы строительства электростанций имеет правильная организация снабжения строительства материалами и оборудованием. Многие руководители, признавая это на словах, практически мало делают для улучшения положения в этой области.

Надо организовать действительное комплектование строительства электростанций материалами и оборудованием в необходимых количествах и в сроки, обеспечивающие нормальный технологический поток производства строительных и монтажных работ. Это зависит от проектных организаций, которые должны покончить с практикой дополнительных уточнений потребности строительства, от правильного планирования снабжения и от своевременной реализации этих планов.

Советские строители-энергетики с честью выполняют поставленные перед ними огромные и почетные задачи по пятому пятилетнему плану. Гарантией этого является готовность советских энергетиков самоотверженно трудиться, постоянно улучшать организацию производства путем развития инициативы рабочих и инженерно-технических работников в применении новых, более совершенных методов работы и повышения производительности труда.

□ □ □

*Рабочие, крестьяне, интеллигенция Советского Союза! Смелее внедряйте достижения науки, техники и передового опыта во все отрасли народного хозяйства! Добивайтесь непрерывного роста производительности труда!*

*(Из Призывов ЦК КПСС к 35-й годовщине Великой Октябрьской социалистической революции).*

## Улучшение схемы предварительной сушки бурого угля перед мельницей

Лауреат Сталинской премии инж. Н. А. Ширинкин, инж. А. Т. Лозовский и инж. И. М. Рувимский

Производительность шаровых барабанных мельниц зависит, в частности, от влажности топлива, поступающего в мельничный барабан. Максимальная производительность мельницы может быть получена при содержании влаги в поступающем на размол угле равной его гигроскопической влажности.

При размоле влажных бурых углей в шаровых барабанных мельницах в большинстве случаев применяется предварительная сушка в нисходящем участке газопровода перед мельницей (рис. 1).

Основным условием улучшения сушки в нисходящем участке газопровода являлось обеспечение наиболее полного перемешивания угля с сушильными газами. Одновременно с этим учитывалась необходимость улучшения сушки крупных фракций дробленого угля.

Первая опытная проверка схемы улучшенной подсушки угля была произведена в 1951 г. на тэц по инициативе инж. Г. А. Зубкова, совместно с которым было разработано несколько вариантов схем с различной конструкцией насадки в вертикальной сушильной шахте.

Была опробована сушка с насадкой, представляющей собой пучок горизонтальных металлических прутков. Результат проверки оказался неудовлетворительным, так как шахта через короткий промежуток времени забивалась углем. Причиной этого, вероятно, явилось слишком тесное расположение прутков. Установка прутков с увеличенным шагом не представляла интереса, так как при этом эффективность работы насадки могла сильно снизиться.

Затем была опробована схема с пересыпными наклонными листами (рис. 2, а). Сырой уголь и возврат из сепаратора введены в шахту сверху. В первом варианте этой схемы наклонные листы имели размер 350 мм и были установлены с таким расчетом, чтобы уменьшение сечения шахты находилось в допустимых пределах.

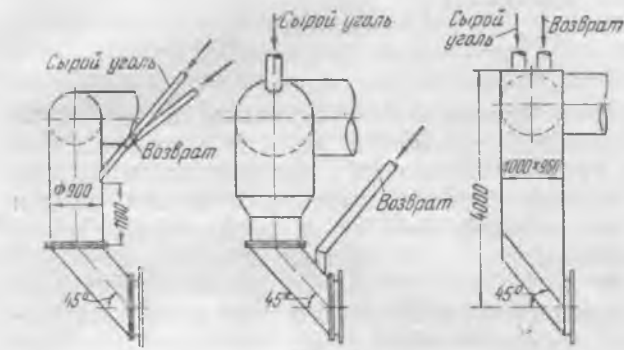


Рис. 1.

Результаты испытаний мельничных систем, проведенных Восточным институтом топливоспользования (ВНИИТ) при размоле богословского бурого угля, показывают, что при сушке в нисходящем участке газопровода влажность топлива, поступающего в мельничный барабан, значительно превышает гигроскопическую. Основная сушка топлива происходит в мельничном барабане. Хотя условия размола и при такой подсушке более благоприятны, чем при сушке только в процессе размола, производительность мельниц все же значительно ниже, чем при размолу угля, подсушенного до гигроскопической влажности.

Ниже описаны результаты улучшения схемы предварительной сушки богословского угля, фракционный состав которого характеризуется следующими данными:

Диаметр отверстий сита	Полный остаток
5 мм	50—60%
10 мм	25—40%
15 мм	18—25%
20 мм	10—16%
25 мм	6—10%

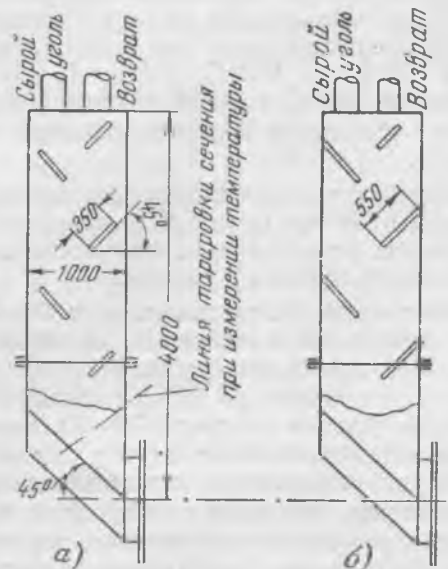


Рис. 2.

Испытание мельницы Ш-287/470 при весе загруженных шаров 34 т показало, что при размоле богословского угля с влажностью  $W^p = 27,5\%$  производительность мельницы повысилась от 28—30 до 38—40 т/час, при одной и той же тонкости помола, характеризуемой остатком на сите  $R_{88} = 43\%$ .

Сопротивление мельницы при производительности мельничного вентилятора 55 000 м<sup>3</sup>/час увеличилось от 200—220 до 340—360 мм вод. ст. Температура газов перед входом в шахту была повышена от 380—400 до 560—600° С при неизменной температуре после мельницы 75° С. Влажность готовой пыли уменьшилась от 13—14 до 11—12%. Разрежение перед мельницей увеличилось на 40 мм вод. ст. за счет возросшего сопротивления сушильной шахты. Следует отметить также увеличение количества возврата из сепаратора в мельницу.

Удельный расход электроэнергии при повышении производительности мельницы существенно снизился, что видно из следующих данных:

	До переделки шахты	После переделки шахты
На размол . . . . .	18 квтч/т	13,5 квтч/т
На пневмотранспорт пыли (за вычетом расхода на транспорт пыли в топку) . . . . .	8 квтч/т	6 квтч/т
Суммарный на пылеприготовление . . . . .	26 квтч/т	19,5 квтч/т

Измерение температуры в нижнем сечении шахты в десяти точках по сечению (рис. 3) при начальной температуре газов перед входом в шахту 553° С и температуре после мельницы 75° С показало, что полного перемешивания топлива с газами не происходит.

Последнее явилось следствием частичного перетекания газов между стенками шахты и листами. Средняя температура газов при входе в мельницу в данном случае была равной 252° С (кривая 1). На рис. 3 показаны результаты измерений, произведенных при начальной температуре газов 462° С и температуре после мельницы 73° С. Средняя температура газов при входе в мельницу при этом составила 193° С, достигая минимального значения 132° С в месте максимальной концентрации топлива в нижнем сечении шахты (кривая 2).

В дальнейшем длина наклонных листов была увеличена до 550 мм (рис. 2, б) с целью повышения эффективности сушки за счет более полного перемешивания топлива с газами.

Первоначально сушильные шахты были установлены без учета заполнения их какой-либо насадкой для улучшения сушки, а потому увеличение размеров листов до 550 мм вызвало повышение сопротивления шахты до 70—80 мм вод. ст. Однако в рассматриваемом случае при наличии запаса по напору мельничного вентилятора повышение сопротивления сушильной шахты и мельницы не ограничивало вентиляции мельничной системы. Для вновь проектируемых установок всегда возможно выполнение сечения шахты та-

ких размеров, при которых сопротивление ее может остаться в желаемых пределах.

Полученные результаты испытания шахты показали, что количество тепла, используемого в шахте на подготовку топлива, увеличилось с 30÷35 до 63÷70%.

На мельничных системах, у которых предварительная сушка осуществлялась по схеме, показанной на рис. 4, представляло интерес опробовать весьма простой способ повышения эффективности работы нисходящего сушильного участка газопровода, предложенный инж. И. Т. Шульженко.

Было решено опробовать работу мельницы Ш-287/430 при сушке, улучшенной за счет распре-

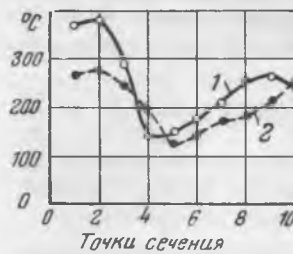


Рис. 3.

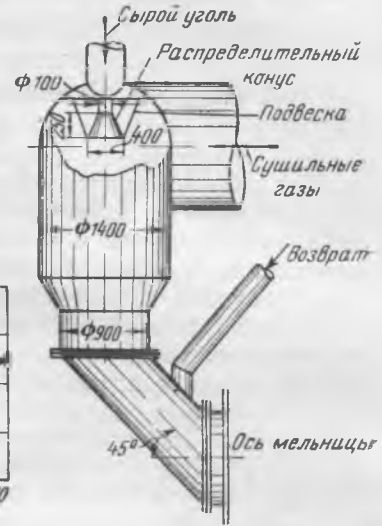


Рис. 4.

деления топлива по сечению нисходящего участка с помощью усеченного конуса, установленного под рукавом сырого угля. Возврат из сепаратора в данной системе пылеприготовления введен в нисходящий участок у входной горловины мельницы.

В результате установки распределительного конуса под рукавом сырого угля производительность мельницы повысилась при размоле богословского бурого угля от 30 до 38—40 т/час при  $R_{88} = 45\%$ .

Соответственно этому на данной мельничной системе удельный расход электроэнергии на пылеприготовление снизился с 20 до 17 квтч/т. Сопротивление мельницы увеличилось от 180—200 до 270 мм вод. ст.

Значительно возросло количество возврата из сепаратора. Характерно, что влажность готовой пыли повысилась от 12—14 до 16—18%, тогда как в опытах на мельнице, оборудованной подсушивающей шахтой, после улучшения сушки влажность готовой пыли снизилась.

Различие в изменении влажности готовой пыли объясняется условиями сушки возврата на нисходящем участке. В первом случае возврат вводится сверху шахты, во втором случае в нижнюю часть нисходящего участка.

Опыт эксплуатации мельничных систем при размоле богословского угля показал, что транспорт пыли с влажностью 16—18% протекает нормально. Слеживание пыли в промежуточном бункере не увеличивается. Поэтому при размолу богословского угля можно считать вполне допустимой влажность пыли 14—16%.

Необходимо также отметить, что выбор места ввода в сушильный участок возврата от сепаратора пыли имеет существенное значение. При вводе возврата вверх шахты ухудшаются условия сушки сырого угля, одновременно с этим улучшается сушка возврата и уменьшается влажность готовой пыли.

Опыты показывают, что при одном и том же количестве подведенного тепла производительность мельницы получается выше в том случае, когда рукав возврата присоединен к нижней части шахты.

□ □ □

## Выводы

Производительность шаровых барабанных мельниц при размоле влажных бурых углей может быть существенно повышена за счет рационализации применяемых упрощенных схем предварительной сушки топлива.

Проведенные ВНИИТ совместно с работниками уральских электростанций опыты при размолу богословского угля с улучшенной предварительной сушкой показали возможность значительного снижения удельного расхода электроэнергии на пылеприготовление.

# О количественной оценке влияния присосов на технико-экономические показатели котельных агрегатов

Инж. Б. И. Логинов

На показатели работы котельных агрегатов оказывают весьма существенное влияние присосы воздуха.

Чрезмерная загрузка дымососов ограничивает производительность котлоагрегатов или вынуждает работать с пониженным коэффициентом избытка воздуха в топке. В последнем случае режим работы топки расстраивается, процесс горения затягивается, происходит частичное догорание в конвективных поверхностях нагрева, появляются химическая и механическая неполнота горения и шлакование труб экранов и первого кипяточного пучка, а в некоторых случаях и перегревателя. Шлакование труб отрицательно сказывается на протекании внутрикотловых процессов: нарушаются равномерность тепловосприятия и циркуляция в слабо работающих частях контуров экранов, создаются тепловые перекосы в работе других элементов агрегата. Нарушение нормального тепловосприятия поверхностей нагрева может привести к заметному росту температуры уходящих газов.

Присосы воздуха в конвективные газоходы увеличивают объем дымовых газов, потерю тепла с уходящими газами и расход электроэнергии на тягу. Попадая в газоход, присосанный воздух увеличивает объем и одновременно с этим понижает температуру газов в зоне присоса.

Влияние присосов на технико-экономические показатели агрегата не может быть математически точно определено, так как температура уходящих газов и величина гидравлического сопротивления котла зависят, в частности, от места присосов, которые заранее предугадать не всегда возможно.

Однако некоторые приближенные зависимости технико-экономических показателей от коэффициента избытка воздуха могут быть даны, что показано ниже.

В результате увеличения объема за счет присосов воздуха возрастает водяной эквивалент дымовых газов (произведение из объема на теплоемкость  $Vc$ ), скорость газов и, вместе с этим, коэффициент теплоотдачи в зависимости

$$\alpha_1 = f(w)^n,$$

где  $n = 0,6 - 0,8$ .

Из уравнения теплообмена

$$Q = Vc(t_2' - t_2'') \approx k \cdot H \cdot \Delta t, \quad (1)$$

где  $V$  — объем дымовых газов, отнесенный к 1 кг топлива,  $\text{нм}^3/\text{кг}$ ;

$c$  — теплоемкость газов,  $\text{ккал}/\text{нм}^3 \cdot ^\circ\text{C}$ ;

$t_2', t_2''$  — начальная и конечная температуры газов в рассматриваемом участке поверхности нагрева,  $^\circ\text{C}$ ;

$k$  — коэффициент теплопередачи,  $\text{ккал}/\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C час}$ ;

$\Delta t$  — средний температурный напор,  $^\circ\text{C}$ ;

$H$  — поверхность нагрева газохода,  $\text{м}^2$ , следует равенство

$$t_2'' \approx t_2' - \frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{V \cdot c}. \quad (2)$$

Присосы воздуха снижают температурный напор вследствие понижения температуры газов в зоне присосов. При одной и той же начальной температуре газов конечная температура будет тем выше, чем больше присос холодного воздуха в рассматриваемой зоне, так как при этом величина  $\frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{V \cdot c}$  уменьшается ( $\Delta t$  уменьшается,  $k$  растет в степени, меньшей единицы,  $Vc$  растет примерно пропорционально объему газов в первой степени).

Таким образом, в результате присосов воздуха может происходить увеличение температуры газов в зонах, следующих за местом присоса.

Чем ближе к топке происходит присос воздуха, тем больший рост температуры уходящих газов он может вызывать. Особенно сильно влияют на тепловую работу котлоагрегата присосы воздуха в топку.

Количество тепла, переданного поверхностям нагрева лучеиспусканием, пропорционально средней температуре газов в четвертой степени. Следовательно, понижение температуры газов в топке из-за присосов может резко снизить количество тепла, переданного излучением. В связи с этим растет тепловая нагрузка пароперегревателя и может сильно повыситься температура перегретого пара.

Не меньший вред приносят присосы воздуха в мельничных системах.

С поступлением излишнего холодного воздуха из мельничной системы в топку уменьшается использование горячего воздуха, снижаются температура в топке, нагрузка радиационных поверхностей и увеличивается нагрузка конвективных поверхностей. Это приводит к возрастанию температуры уходящих газов. Особенно неблагоприятные условия при этом создаются для воздухоподогревателя.

Из баланса тепла воздухоподогревателя:

$$Vc(t'_{взп} - t''_{взп}) \approx V_0 c_0 (t_{z,0} - t_{x,0}), \quad (3)$$

где  $t'_{взп}$  и  $t''_{взп}$  — температуры газов на входе и на выходе из воздухоподогревателя, °C;

$V_0$  — объем воздуха, проходящего через воздухоподогреватель, отнесенный к 1 кг сожженного топлива,  $\text{нм}^3/\text{кг}$ ;

$c_0$  — теплоемкость воздуха,  $\text{ккал}/\text{нм}^3 \cdot \text{°C}$ ;

$t_{z,0}$  и  $t_{x,0}$  — температуры горячего и холодного воздуха, °C,

следует равенство

$$t''_{взп} \approx t'_{взп} - \frac{V_0}{V} \cdot \frac{c_0}{c} (t_{z,0} - t_{x,0}). \quad (4)$$

В этом равенстве отношение  $\frac{V_0}{V}$  сильно зависит от величины и места присоса воздуха. При присосе воздуха в газовый тракт эта величина уменьшается за счет увеличения объема газов при неизменном расходе воздуха. При присосе в мельничные системы отношение  $\frac{V_0}{V}$  уменьшается за счет уменьшения количества воздуха, пропускаемого через воздухоподогреватель. Так как присосы воздуха в мельничные системы часто достигают 20% и более от количества воздуха, поступающего организованно в топку, то влияние поступающего в топку холодного воздуха на теплообмен в топке и в воздухоподогревателях очень велико и может привести к значительному возрастанию температуры уходящих газов.

Рост потери тепла с уходящими газами имеет место не только из-за ухудшения теплообмена, но и в результате увеличения количества газов.

Увеличение потери с уходящими газами, вызываемое увеличением объема газов из-за присоса в конвективных газоходах при неизменной температуре уходящих газов, составляет:

$$\Delta q_{2v} \approx \frac{a''_y - a''_m}{a''_y} \cdot q_2 \quad (5)$$

или 
$$\delta q_{2v} = \frac{\Delta q_{2v}}{q_2} \approx \frac{a''_y - a''_m}{a''_y} \cdot 100\%, \quad (6)$$

где  $\Delta q_{2v}$  — абсолютный прирост потери тепла с уходящими газами, %;

$a''_y$  — действительный коэффициент избытка воздуха за установкой;

$a''_m$  — действительный избыток воздуха в конце топки;

$q_2$  — измеренная величина потери тепла с уходящими газами при  $a''_y$ , %;

$\delta q_{2v}$  — относительный прирост потери тепла с уходящими газами.

Ориентировочно прирост потери тепла с уходящими газами из-за присосов воздуха в газоходы котлов для большинства твердых топлив можно оценить следующими величинами:

снижение  $\text{CO}_2$  на 1% дает прирост

$$\Delta q_{2v} \approx 1,0\%,$$

увеличение  $t_{yx}$  на 10° C дает прирост

$$\Delta q_{2v} \approx 0,7\%.$$

Прирост расхода электроэнергии на дымососные установки из-за увеличения величины присосов в газоходы котла складывается из прироста вследствие увеличения объема газов и увеличения сопротивления газового тракта.

Прирост объема дымовых газов определяется выражением

$$\Delta V \approx a''_y V_0 - a''_m V_0 = \Delta a_y V_0, \quad (7)$$

где  $\Delta a_y$  — прирост коэффициента избытка воздуха в агрегате;

$\Delta V$  — прирост объема газов,  $\text{нм}^3/\text{кг}$ ;

$V_0$  — объем газов при  $a''_m = 1,0 \text{ нм}^3/\text{кг}$ .

В результате присоса воздуха увеличивается гидравлическое сопротивление рассматриваемого газохода и одновременно всех последующих газоходов. Поэтому для определения прироста газовых сопротивлений необходимо знать величины присосов по всем участкам агрегата.

Дополнительно обозначаем:

$\alpha''_2, \alpha''_2$  — коэффициенты избытка воздуха в начале и в конце рассматриваемого газохода;

$\frac{\alpha''_2 + \alpha''_2}{2} = \alpha''_2^{cp}$  — средний избыток в газоходе;

$\Delta s$  — общее измеренное (действительное) сопротивление всех последующих газоходов,  $\text{мм вод. ст.}$ ;

$\Delta S_2$  — измеренное сопротивление рассматриваемого газохода (действительное),  $\text{мм вод. ст.}$ ;

$\Delta S_2^n$  — сопротивление рассматриваемого газохода при отсутствии в нем присосов, т. е. при  $\alpha''_2 = \alpha''_2$ ,  $\text{мм вод. ст.}$ ;

$\Delta S_2^{n1}$  — прирост сопротивления рассматриваемого газохода вследствие присоса воздуха в нем, мм вод. ст.;

$\Delta S_2^{n2}$  — прирост сопротивления всех последующих газоходов вследствие присоса воздуха в рассматриваемом газоходу, мм вод. ст.;

$\Delta S_2^n$  — прирост газового сопротивления вследствие присоса воздуха в рассматриваемом газоходу, мм вод. ст.;

$\Sigma \Delta S^n$  — сумма сопротивлений последующих газоходов, вызванных присосами воздуха в них, мм вод. ст.;

$\Sigma \Delta S^{n2}$  — сумма сопротивлений последующих газоходов при отсутствии присосов в них, т. е. при  $a_2'' = a_y''$ , мм вод. ст.;

$\Sigma \Delta S^{n1}$  — сумма сопротивлений последующих газоходов при отсутствии присосов в рассматриваемом и последующих газоходах, т. е. при  $a_2' = a_y'$ , мм вод. ст.

При этих обозначениях можно установить следующие зависимости:

$$\Delta S_2^n = \Delta S_2^{n1} + \Delta S_2^{n2}, \quad (8)$$

$$\Delta S_2^{n1} = \Delta S_2 - \Delta S_2^n, \quad (9)$$

$$\Delta S_2^{n2} = \Sigma \Delta S^{n2} - \Sigma \Delta S^{n1}. \quad (10)$$

Величина  $\Delta S_2^{n1}$  — прирост сопротивления газохода вследствие присосов воздуха в этом же газоходу определяется в зависимости от изменения величины коэффициента избытка воздуха, следующим образом:

$$\Delta S_2 = \xi \frac{w_{cp}^2}{2g} \gamma,$$

$$\Delta S_2^n = \xi \frac{w_{cp,n}^2}{2g} \gamma,$$

$$\frac{\Delta S_2}{\Delta S_2^n} = \frac{w_{cp}^2}{w_{cp,n}^2},$$

или

$$\Delta S_2 = \Delta S_2^n \left( \frac{w_{cp,n}}{w_{cp}} \right)^2;$$

здесь  $\xi$  — коэффициент сопротивления рассматриваемого газохода;

$\gamma$  — удельный вес газов, кг/м<sup>3</sup>;

$w_{cp}$  — скорость газов при  $a_2' < a_2''$ ;

$w_{cp,n}$  — скорость газов при  $a_2' = a_2''$ ;

$g$  — ускорение силы тяжести.

Подставляя последнее выражение в формулу (9), получим:

$$\begin{aligned} \Delta S_2^{n1} &= \Delta S_2 - \Delta S_2^n \left( \frac{w_{cp,n}}{w_{cp}} \right)^2 = \\ &= \Delta S_2 \left( 1 - \frac{w_{cp,n}^2}{w_{cp}^2} \right). \end{aligned} \quad (9a)$$

Так как

$$w_{cp} = \frac{a_2^{cp} \cdot BV_0}{3600 \cdot F} \cdot \frac{273 + t}{273};$$

$$w_{cp,n} = \frac{a_2^{cp,n} \cdot BV_0}{3600 \cdot F} \cdot \frac{273 + t}{273};$$

$$\frac{w_{cp,n}}{w_{cp}} \approx \frac{a_2^{cp,n}}{a_2^{cp}} = \frac{2a_2'}{a_2' + a_2''},$$

то

$$\Delta S_2^{n1} = \Delta S_2 \left[ 1 - \left( \frac{2a_2'}{a_2' + a_2''} \right)^2 \right]. \quad (11)$$

Ввиду того, что величины  $\Delta S_2$ ,  $a_2'$  и  $a_2''$  измеряются при проведении испытания, можно, пользуясь формулой (11), определить величину  $\Delta S_2^{n1}$ .

Уравнение (10) может быть преобразовано следующим образом:

$$\Delta S_2^{n2} = \Sigma \Delta S^{n2} - \Sigma \Delta S^{n1} = \Sigma \Delta S^{n2} \left( 1 - \frac{\Sigma \Delta S^{n1}}{\Sigma \Delta S^{n2}} \right). \quad (10a)$$

Величина  $\Sigma \Delta S^{n2}$  — сопротивление всех последующих газоходов при условии отсутствия в них присосов воздуха, т. е. при  $a_y'' = a''$  определяется разностью

$$\Sigma \Delta S^{n2} = \Delta S - \Sigma \Delta S^n.$$

Отношение  $\frac{\Sigma \Delta S^{n1}}{\Sigma \Delta S^{n2}}$  может быть преобразовано,

исходя из того, что при  $a_2' = a_y'$  сопротивление всех последующих газоходов было бы равно

$$\Sigma \Delta S^{n1} = \frac{(a_2')^2}{2g} \cdot \Sigma \xi \left( \frac{BV_0}{3600 \cdot F} \cdot \frac{273 + t}{273} \right)^2 \cdot \gamma;$$

при  $a_2'' = a_y''$  соответственно

$$\Sigma \Delta S^{n2} = \frac{(a_2'')^2}{2g} \cdot \Sigma \xi \left( \frac{BV_0}{3600 \cdot F} \cdot \frac{273 + t}{t} \right)^2 \cdot \gamma.$$

Так как оба последние выражения относятся к одним и тем же газоходам и одинаковым нагрузкам топki, то можно считать, что

$$\frac{\Sigma \Delta S^{n1}}{\Sigma \Delta S^{n2}} \approx \left( \frac{a_2'}{a_2''} \right)^2.$$

Подставляя полученные выражения в формулу (10a), получаем:

$$\Delta S_2^{n2} = (\Delta S - \Sigma \Delta S^n) \left[ 1 - \left( \frac{a_2'}{a_2''} \right)^2 \right], \quad (12)$$

где  $\Delta S$ ,  $a_2'$  и  $a_2''$  определяются экспериментально.

Величина  $\Sigma \Delta S^n$  — прирост газовых сопротивлений всех последующих газоходов вследствие прироста присоса в них получается расчетом, путем последовательного решения уравнений (11) и (12) для всех газоходов, начиная с последнего. В последнем газоходу будет иметь место только величина  $\Delta S_2^{n1}$ , которая может быть определена по формуле (11).

При определении присосов следующей зоны величина  $\Delta S_2^{n1}$  определяется также по форму-

ле (11), а величина  $\Delta s_{\frac{n}{2}}^n$  — по формуле (12), причем величина  $\Sigma \Delta s^n$  в этом случае будет равна уже определенной для последнего газохода величине  $\Delta s_{\frac{n}{2}}^n$ . Для каждого следующего газохода, ближе к топке, она будет равна сумме величин, определяемых по формулам (11) и (12).

Прирост расхода электроэнергии на дымососы, вызванный присосами воздуха по газовому тракту агрегата, получается следующим образом.

Мощность электродвигателя дымососа определяется формулой

$$\mathcal{E}_d = \frac{\alpha_y'' \cdot BV_0 \cdot s_y}{102 \cdot 3600 \cdot \eta_d \cdot \eta_m}$$

Соответственно, при отсутствии присосов воздуха в агрегате, т. е. при  $\alpha_y' = \alpha_m''$ ,

$$\mathcal{E}_d^n = \frac{\alpha_m'' \cdot BV_0 \cdot s_y^n}{102 \cdot 3600 \cdot \eta_d^n \cdot \eta_m^n}$$

Абсолютный прирост потребной мощности вследствие присосов воздуха при этом будет равен

$$\Delta \mathcal{E}_d = \mathcal{E}_d - \mathcal{E}_d^n = \frac{BV_0}{102 \cdot 3600} \left( \frac{\alpha_y'' \cdot s_y}{\eta_d \cdot \eta_m} - \frac{\alpha_m'' \cdot s_y^n}{\eta_d^n \cdot \eta_m^n} \right) \text{ кВт}$$

и относительный прирост (в % к действительной мощности)

$$\delta \mathcal{E}_d = \frac{\mathcal{E}_d - \mathcal{E}_d^n}{\mathcal{E}_d} = \left( 1 - \frac{\alpha_m'' \cdot s_y^n \cdot \eta_d \cdot \eta_m}{\alpha_y'' \cdot s_y \cdot \eta_d^n \cdot \eta_m^n} \right) \cdot 100\%$$

Пренебрегая изменением к. п. д. дымососов и электродвигателей в связи с изменением условий работы, вызванных присосами, получим:

$$\delta \mathcal{E}_d \approx \left( 1 - \frac{\alpha_m'' \cdot s_y^n}{\alpha_y'' \cdot s_y} \right) \cdot 100\%$$

Рассмотрим на примере влияние присосов на повышение удельного расхода электроэнергии на тягу.

Пылеугольный котел по данным испытания имеет следующую характеристику газоходов:

	Коэффициент избытка воздуха	Разрежение, мм вод. ст.
За перегревателем . . . . .	$\alpha_{nn}'' = 1,10$	$s_{nn}'' = 3$
За котлом . . . . .	$\alpha_k'' = 1,26$	$s_k'' = 22$
За воздухоподогревателем	$\alpha_{взн}'' = 2,26$	$s_{взн}'' = 122$
За циклоном (перед дымососом) . . . . .	$\alpha_u'' = \alpha_d'' = 2,3$	$s_u'' = 198$

Определяем влияние присосов воздуха на рост газовых сопротивлений в зонах: циклон, воздухоподогреватель, собственно котел.

Первая зона присосов (циклон)

$$\alpha_u' = 2,26; \quad \alpha_u'' = 2,3; \quad \Delta s_u = 76 \text{ мм вод. ст.};$$

$$\Sigma \Delta s^n = 0,$$

$$\begin{aligned} \Delta s_u^{n1} &= \Delta s_u \left[ 1 - \left( \frac{2\alpha_u'}{\alpha_u' + \alpha_u''} \right)^2 \right] = \\ &= 76 \left[ 1 - \left( \frac{2 \cdot 2,26}{2,26 + 2,3} \right)^2 \right] = 2 \text{ мм вод. ст.}, \\ \Delta s_u^{n2} &= 0 \text{ (последний газоход);} \\ \Delta s_u^n &= 2,0 + 0 = 2 \text{ мм вод. ст.} \end{aligned}$$

Вторая зона присосов (воздухоподогреватель)

$$\begin{aligned} \alpha_{взн}' &= 1,26; \quad \alpha_{взн}'' = 2,26; \quad \Delta s_{взн} = 100 \text{ мм вод. ст.}; \\ \Sigma \Delta s^n &= 2 \text{ мм вод. ст.}; \\ \Delta s &= 198 - 122 = 76 \text{ мм вод. ст.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta s_{взн}^{n1} &= \Delta s_{взн} \left[ 1 - \left( \frac{2\alpha_{взн}'}{\alpha_{взн}' + \alpha_{взн}''} \right)^2 \right] = \\ &= 100 \cdot \left[ 1 - \left( \frac{2 \cdot 1,26}{1,26 + 2,26} \right)^2 \right] = 47 \text{ мм вод. ст.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta s_{взн}^{n2} &= (\Delta s - \Sigma \Delta s^n) \left[ 1 - \left( \frac{\alpha_{взн}''}{\alpha_{взн}''} \right)^2 \right] = \\ &= (76 - 2) \cdot \left[ 1 - \left( \frac{1,26}{2,26} \right)^2 \right] = 52 \text{ мм вод. ст.}; \end{aligned}$$

$$\Delta s_{взн}^n = \Delta s_{взн}^{n1} + \Delta s_{взн}^{n2} = 52 + 47 = 99 \text{ мм вод. ст.}$$

Третья зона присосов (котел)

$$\alpha_k' = 1,1; \quad \alpha_k'' = 1,26; \quad \Delta s_k = 19 \text{ мм вод. ст.};$$

$$\Sigma \Delta s^n = 99 + 2 = 101 \text{ мм вод. ст.};$$

$$\Delta s = 198 - 22 = 176 \text{ мм вод. ст.}$$

$$\Delta s_k^{n1} = \Delta s_k \cdot \left[ 1 - \left( \frac{2\alpha_k'}{\alpha_k' + \alpha_k''} \right)^2 \right] =$$

$$= 19 \cdot \left[ 1 - \left( \frac{2 \cdot 1,1}{1,1 + 1,26} \right)^2 \right] = 1,0 \text{ мм вод. ст.};$$

$$\Delta s_k^{n2} = (\Delta s - \Sigma \Delta s^n) \left[ 1 - \left( \frac{\alpha_k''}{\alpha_k''} \right)^2 \right] =$$

$$= (176 - 101) \cdot \left[ 1 - \left( \frac{1,1}{1,26} \right)^2 \right] = 18 \text{ мм вод. ст.};$$

$$\Delta s_k^n = 1 + 18 = 19 \text{ мм вод. ст.}$$

Общий прирост сопротивления агрегата вследствие присосов воздуха составит:

$$\Sigma \Delta s^n = 2 + 99 + 19 = 120 \text{ мм вод. ст.}$$

при общем сопротивлении котлоагрегата 198 мм вод. ст.

Прирост расхода электроэнергии на дымососы вследствие присосов воздуха в газовый тракт составит

$$\delta \mathcal{E}_d = \left( 1 - \frac{\alpha_m'' \cdot s_y^n \cdot \eta_d \cdot \eta_m}{\alpha_y'' \cdot s_y \cdot \eta_d^n \cdot \eta_m^n} \right) \cdot 100\%$$

Принимая  $\eta_d = \eta_d^n$  и  $\eta_m = \eta_m^n$ , получим:

$$\delta \mathcal{E} = \left( 1 - \frac{1,1 \cdot 78}{2,3 \cdot 198} \right) \cdot 100 = 81\%$$



# Испытание шнекового питателя пыли

Канд. техн. наук П. И. Киселев и инж. А. П. Животов

На опытном пылезаводе ВТИ было произведено испытание шнекового питателя пыли с целью определить зависимость производительности питателя от скорости вращения и проверить, прекращается ли поступление пыли тощего угля через питатель после его останковки<sup>1</sup>.

Испытанный типовой шнековый питатель конструкции Подольского машиностроительного завода им. С. Орджоникидзе имеет следующие основные размеры: диаметр шнека 151 мм, диаметр корпуса шнека 153 мм, шаг витка 75 мм, диаметр вала 60 мм, толщина лопасти витка 5 мм, длина шнека (от оси приемного бункера до оси выдающего отверстия) 1 025 мм.

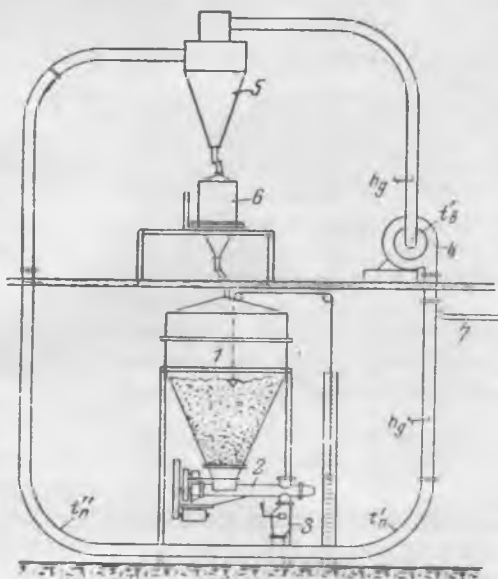


Рис. 1. Схема экспериментальной установки для испытания шнекового питателя пыли.

Испытание производилось на пылевоздушном контуре (рис. 1), состоящем из бункера пыли 1 с указателем уровня, шнекового питателя 2 и установленного под ним расходомера ВТИ 3, вентилятора 4 производительностью 4 500 м<sup>3</sup>/час с депрессией 450 мм вод. ст., циклона 5, промежуточного бункера под циклоном 6, установленного на весах, и соединительных трубопроводов 7 (от циклона до вентилятора диаметром 240 мм, в остальной части диаметром 200 мм). На нагнетательном участке трубопровода присоединен сбросной трубопровод диаметром 90 мм для удаления из контура присосанного при испытании воздуха.

Для получения данных, характеризующих работу питателя пыли, были установлены тягомеры, термометры и две пневмометрические трубки ВТИ для измерения количества воздуха, циркулирующего в контуре. Наличие под питателем расходомера ВТИ позволяло наблюдать за рав-

номерностью подачи пыли в каждый данный момент, что оказалось весьма полезным.

Пыль тощего угля, на которой производились испытания питателя, имела влажность 0,52—0,62%; тонкость помола (в основных опытах)  $R_{88}=10 \div 14\%$ , а в опытах по проверке прекращения подачи пыли после отключения питателя  $R_{88}=3 \div 21,2\%$ ; производительность питателя изменялась в пределах 500—1 800 кг/час.

Перед установкой был произведен осмотр питателя. Зазор между винтом и корпусом шнека составлял 1 мм на сторону. После установки питателя под бункером была проверена его работа вхолостую, без пыли. Было отмечено, что гладкие приводные ремни от электродвигателя к шнеку имеют значительное скольжение на шкивах.

Следует также отметить, что в заводской поставке питатель имел повышенную производительность при минимальной скорости вращения электродвигателя, а потому минимальная скорость вращения его была снижена с 30 до 16 об/мин.

Всего было проведено 29 опытов, которые можно разделить на три группы: первая группа (с № 1 по 11) — поворачивание шнека вручную с выдачей пыли в бачок, установленный вместо расходомера; вторая группа (с № 12 по 17) — вращение шнека электродвигателем, но при отключенном воздушном контуре, как и в первой группе; третья группа (с № 18 по 29) с подачей пыли в воздушный контур. После каждого опыта отбиралась проба пыли для определения тонкости помола, влажности, угла естественного откоса, насыпного удельного веса.

Первые две группы опытов позволили установить:

1. После останковки питателя прекращается также подача пыли, «самопроспания» пыли через питатель не наблюдалось.

2. Никакой постоянной зависимости производительности шнека за один оборот от тонкости помола, при изменении  $R_{88}$  от 3 до 21,2%, не наблюдалось.

Опыты третьей группы с включенным воздушным контуром и расходомером ВТИ показали следующее:

1. Зависимость весовой производительности питателя от скорости вращения в пределах 18—98 об/мин характеризуется прямой, проходящей через начало координат (рис. 2):

$$V_{\text{шт}} = 0,291 n \text{ т/час.} \quad (1)$$

Пыль в этих опытах имела тонкость помола  $R_{88}=10 \div 14\%$ ; угол естественного откоса, равный 45—48°, средний насыпной вес  $\gamma=0,646 \text{ т/м}^3$ . Давление воздуха в трубопроводе под питателем составляло 20—30 мм вод. ст., уровень пыли в бункере поддерживался в пределах 1,7—2,1 м.

2. Подача питателя (по показаниям расходомера ВТИ) получается пульсирующей с частотой пульсаций, равной числу оборотов шнека питателя. Пульсирующей подаче питателя соответствует

<sup>1</sup> В работе, кроме авторов статьи, принимал участие инж. С. Н. Федотов.

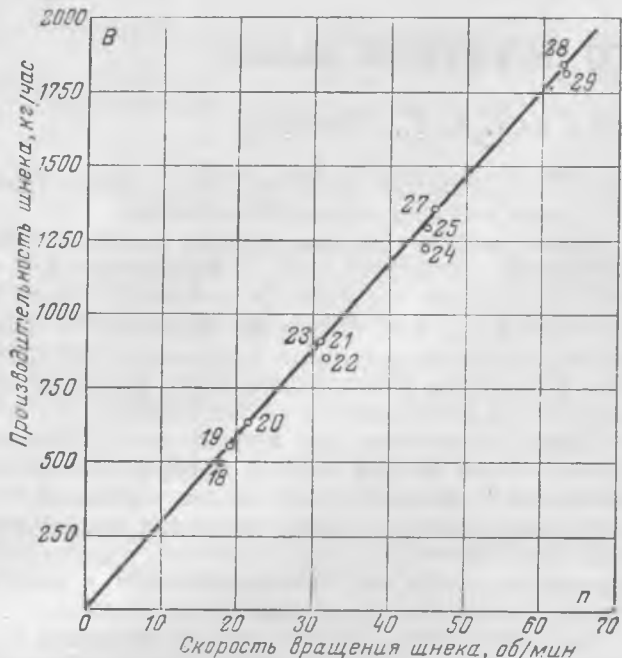


Рис. 2. Зависимость производительности питателя пыли при работе на пыли тощего угля ( $R_{сж} = 10 - 14\%$ ) от скорости вращения шнека.

пульсация напора и разрежения по всему воздушному контуру. Пульсация подачи пыли с увеличением скорости вращения уменьшается. Так, при производительности питателя 524 кг/час (18 об/мин) подача пыли изменялась за один оборот в пределах 50—100% средней ее величины. При производительности питателя 1800 кг/час (61,8 об/мин) подача изменилась в пределах 10—20% средней ее величины.

Наблюдение за работой шнека показало, что причиной пульсирующей подачи питателя является неравномерная выдача пыли концом витка шнека. При подъеме конца витка шнека подача пыли уменьшается; при его опускании происходит бросок пыли через выдающее отверстие питателя.

Пульсирующая подача оказывает весьма неблагоприятное влияние на процесс сжигания пыли. Относительное количество первичного воздуха в момент броска уменьшается, а при уменьшенной подаче пыли — увеличивается. В результате этого процесс сжигания характеризуется неполнотой горения из-за недостатка воздуха либо неполнотой горения вследствие чрезмерно большого количества первичного воздуха (обычно при низкой его температуре).

Для устранения пульсаций при подаче пыли были проведены следующие мероприятия (рис. 3).

Конец витка шнека 1 на длине 50 мм по его оси был удален, а диаметр образовавшегося нового конца на длине шага (75 мм) был плавно уменьшен до величины диаметра вала.

Проверка работы питателя после этой переделки показала, что пульсация значительно уменьшилась, но не была устранена полностью. Тогда

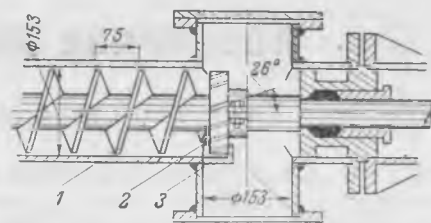


Рис. 3. Питатель пыли после переделки.

на валу шнека, на выходе его из цилиндрической части корпуса, к пылевыводящему патрубку, было установлено выравнивающее лопастное колесо. Лопастное колесо 2, состоящее из двух половин, скрепленных болтами, имеет 12 пластинок, установленных под углом  $26^\circ$  к оси шнека и представляющих собой как бы короткий 12-ходовой шнек. Под лопастным колесом была установлена выгнутая по диаметру 153 мм пластинка 3, закрывающая выход пыли вниз. Опробование работы питателя после установки лопастного колеса показало, что пульсация подачи прекратилась. Не наблюдалось также и прессования пыли в лопастном колесе.

При наладке шнековых питателей пыли необходимо иметь также в виду следующие недостатки этих конструктивно простых механизмов: зависание пыли над шнеком, быстрый износ шнека, увеличение зазоров и, как следствие, самопросывание, особенно антрацитовой пыли. Недостатки эти могут быть устранены увеличением диаметра шнека и соответственным для той же производительности уменьшением скорости вращения. Производительность питателя можно выразить следующим приближенным уравнением <sup>2</sup>

$$Q = 60 \frac{\pi D^2}{4} S n \psi \gamma = 900 V_{окр} D S \psi \gamma \text{ т/час}, \quad (2)$$

где  $\frac{\pi D^2}{4}$  — сечение шнека,  $\text{м}^2$ ;

$S$  — шаг винта шнека,  $\text{м}$ ;

$n$  — скорость вращения, об/мин;

$\psi$  — коэффициент наполнения;

$\gamma$  — насыпной удельный вес пыли,  $\text{т м}^3$ .

Увеличение диаметра шнека, например с 0,15 до 0,225 м, т. е. в полтора раза, позволит при сохранении той же производительности  $Q$  уменьшить скорость вращения (число оборотов) в 2,25 раза. Окружная скорость вращения шнека при этом уменьшится в полтора раза, а износ его примерно в  $1,5^3 \approx 3,4$  раза.

При увеличенном диаметре шнека будет уменьшена вероятность зависания пыли и соответственно нарушения топочного режима. С уменьшением скорости вращения шнека необходимость мероприятий по устранению пульсации подачи увеличивается.

<sup>2</sup> А. О. Спиваковский, Конвейерные установки ч. IV, Государственное научно-техническое издательство Украины, 1935.

#### ОТ РЕДАКЦИИ

В статье, к сожалению, не приводятся данные об эксплуатации шнековых питателей пыли, оказывающей серьезное влияние на работу котельных агрегатов. Желательно, чтобы читатели журнала поделились своим опытом в данной области.



**Работники электростанций и электросетей! Быстрее вводите в строй новые энергетические мощности! Шире внедряйте передовую технику! Бесперебойно обеспечивайте электроэнергией возрастающие потребности народного хозяйства!**

*(Из Призывов ЦК КПСС к 35-й годовщине Великой Октябрьской социалистической революции).*

## **Вентиляция котельных цехов электростанций**

Канд. техн. наук В. Н. Тетеревников

Одним из основных факторов, предопределяющих эффективность вентиляции тепловых электростанций, является компоновка главного здания. По предложению Министерства электростанций Ленинградским научно-исследовательским институтом охраны труда ВЦСПС были произведены экспериментальные исследования вентиляции котельных цехов электростанций при различных компоновках главного здания<sup>1</sup>. Исследования проводились методом моделирования, основанным на применении теории подобия к тепловым и гидродинамическим процессам. В качестве объектов были выбраны типовые котельные, спроектированные Теплоэлектропроектом, а именно:

тип I — сомкнутое здание котельной и машинного зала с фронтом котлов, обращенным к наружной стене котельной;

тип II — котельная и машинный зал расположены в двух отдельно стоящих зданиях с разрывом между ними в 15 м (так называемый «разрывной» вариант компоновки);

тип III — сомкнутое здание котельной и машинного зала с фронтом котлов, обращенным к машинному залу.

В зимний период вентиляция котельных обычно осуществляется следующим путем: вытяжка производится помощью дутьевых вентиляторов из верхней зоны над котлами с использованием этого воздуха для горения; свежий воздух поступает естественным путем через фрамуги верхнего яруса окон или через фонарь.

Для горения нужно подавать значительные объемы воздуха, исчисляемые сотнями тысяч кубометров в час. Среди проектировщиков существуют опасения, что при отсасывании из верхней зоны котельной большого количества воздуха может получиться переохладение рабочих мест вытекающими через фонарь массами холодного воздуха.

Воздух для горения проектами рекомендуется брать из котельной только в количестве 20—30%, а остальной воздух забирать снаружи, и если это возможно, то некоторую часть из машинного зала.

Исследованиями надлежало выяснить, следует ли ожидать переохладения основных рабочих мест и какие объемы отсасываемого воздуха являются предельно допустимыми для зимнего периода, если приток осуществляется в объеме вытяжки через верхние фрамуги фонаря.

<sup>1</sup> В проведении экспериментальных исследований принимала участие мл. научн. сотр. А. С. Кравцова.

Этот вопрос для зимнего режима является главным, так как от правильного решения его зависит получение благоприятных условий на рабочих местах.

Исследования показали, что для сомкнутой компоновки (тип III) с помощью естественной вентиляции в летний период нельзя обеспечить нормальные условия на площадке обслуживания котлов. Поэтому принципиально правильным является устройство вентиляции для летнего периода путем механической подачи приточного воздуха на эту площадку. Однако определение необходимого количества воздуха, которое должно быть подано для снижения температуры на площадке до нормируемой, не может быть произведено расчетным путем. Это являлось вторым вопросом, подлежащим экспериментальному исследованию.

Для типовых компоновок I и II типов надлежало установить площади, необходимые для аэрации котельных в летнее время. Следовало выяснить также, оказывает ли влияние и в какой мере наличие ветра на температурный режим рабочих мест в летнее время, так как в случае наличия такого влияния в районах устойчивых ветров возможно было бы уменьшить производительность механической приточной вентиляции для III типа компоновки.

Схема моделируемого явления характеризуется тем, что движение воздуха через помещение осуществляется под действием трех факторов:

- 1) теплового напора, возникающего вследствие наличия в помещении источников тепла;
- 2) ветрового напора, обусловливаемого наличием ветра;
- 3) напора, создаваемого за счет работы систем вентиляции.

Заданными являются средняя температура нагретых поверхностей оборудования и температура воздуха на достаточном удалении от источников тепла. Известны также скорость ветра и производительность систем механической вентиляции.

Экспериментальная установка для изучения на моделях вентиляции котельных (рис. 1) состояла из воздушного винта диаметром 2 300 мм, приводимого во вращение электродвигателем, канала сечением 2 500 × 2 500 мм для подачи воздуха к модели, модели здания котельной и измерительной аппаратуры.

Основное тепловыделяющее оборудование моделировалось подобным в отношении его геометрических размеров, но с некоторым упрощением форм.

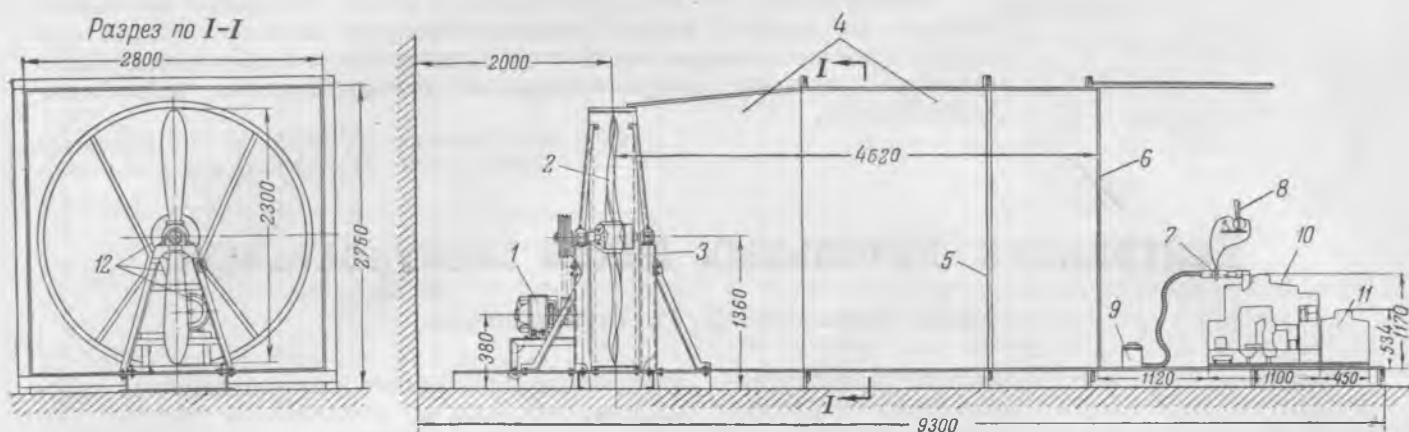


Рис. 1. Экспериментальная установка для изучения вентиляции на моделях.

1—электродвигатель; 2—воздушный винт; 3—станина; 4—фанерный канал; 5—марля; 6—координатная сетка; 7—измерительная шайба; 8—микроманометр; 9—пылесос; 10—модель котельной; 11—модель машинного зала; 12—клиноремная передача.

Модели зданий и оборудования были построены в  $1/50$  натуральной величины. Материалом для изготовления моделей зданий служила фанера и стекло, а для моделей оборудования — кровельная сталь. Внутри моделей оборудования были помещены нагревательные элементы с регулируемой теплоотдачей. Для наблюдения за поведением воздушных потоков внутри моделей торцевые стенки их были остеклены.

Проведенные исследования дают возможность сделать следующие выводы и замечания, относящиеся к проектированию вентиляции котельных.

Наиболее благоприятные условия для естественной вентиляции котельных имеют место при «разрывном варианте» (тип II).

Сомкнутая компоновка с открытым фронтом котлов (тип I) характеризуется практически одинаковыми с «разрывным» вариантом условиями на площадке обслуживания котлов и постах водосмотра. В остальном объеме котельной, однако, наблюдаются более высокие температуры, чем в «разрывном» варианте.

Сомкнутая компоновка с фронтом котлов, обращенным к машинному залу (тип III), характеризуется наихудшими условиями в котельной и в особенности на площадке обслуживания котлов и на постах водосмотров.

Для всех типов компоновок естественная вентиляция не может обеспечить в летнее время нормальных температурных условий на постах водосмотра. Для этих рабочих мест наиболее целесообразным является устройство «воздушных оазисов», разработанных Ленинградским институтом охраны труда.

По компоновке с открытым фронтом котлов (тип II) предусматриваемые типовыми проектами вентиляции котельных для летнего расчетного режима площади открытия нижних оконных проемов (на высоту 1,2 м) недостаточны для получения расчетного перепада в  $5^\circ\text{C}$  между температурой рабочей зоны у котлов и наружной температурой, хотя фактический воздухообмен в котельной на 40% превышает расчетный.

Причина невозможности получения расчетного перепада заключается в том, что в проекте вентиляции предусматриваются створки окон с максимальным углом открытия  $30^\circ$  к вертикали. Приточные струи входят при этом в помещение под

углом  $30^\circ$  к вертикали и поднимаются вверх к фонарю, не достигая рабочей зоны. Даже при наличии ветра перепад продолжает оставаться выше нормы.

Расчетное значение температурного перепада  $5^\circ\text{C}$  обеспечивается при воздухообмене в котельной 250 тыс.  $\text{м}^3/\text{час}$  на один котел и только при установке створок (оконных фрамуг) в горизонтальное положение или под углом  $2-3^\circ$  к горизонту.

Для обеспечения указанного воздухообмена в условиях безветрия габаритные площади открывающихся фрамуг должны составлять (на один котел производительностью 170  $\text{т}/\text{час}$ ):

в зольном отделении . . . . .	6 $\text{м}^2$
на площадке обслуживания котлов . . . . .	35 $\text{м}^2$
против бункеров . . . . .	6 $\text{м}^2$
под перекрытием котельной . . . . .	по 6 $\text{м}^2$ с каждой стороны
в дымососной . . . . .	6 $\text{м}^2$
в фонаре . . . . .	по 30 $\text{м}^2$ с каждой стороны

Применяемый в настоящее время тип открывающихся фрамуг должен быть конструктивно переработан с тем, чтобы при открытии они занимали бы положение, близкое к горизонтальному. Последнее в равной мере относится ко всем трем типовым компоновкам. Ориентировка главного здания электростанции по отношению к направлению господствующих ветров, влияет на величину естественного воздухообмена в котельной. Наибольший воздухообмен (в 2,5 раза больше, чем при безветрии) имеет место при направлении ветра перпендикулярно к плоскости наружной продольной стены котельной (скорость ветра 7  $\text{м}/\text{сек}$ ).

При сомкнутой компоновке с фронтом котлов, обращенным к машинному залу (тип III), в летний период для достижения нормального температурного режима на площадке обслуживания котлов необходимо подавать в рабочую зону по возможности распределенный приток воздуха в количестве 230 тыс.  $\text{м}^3/\text{час}$  на один котел 170  $\text{т}/\text{час}$ . Количество подаваемого механической вентиляцией воздуха при летней температуре для расчета вентиляции определяется по графику рис. 2.

Приточная вентиляция для площадки обслуживания котлов должна работать при всех на-

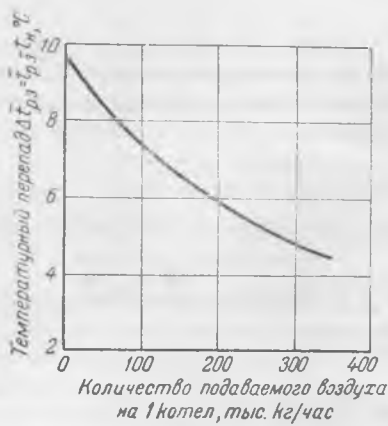


Рис. 2. Зависимость температурного перепада в рабочей зоне площадки обслуживания котлов от количества подаваемого воздуха.

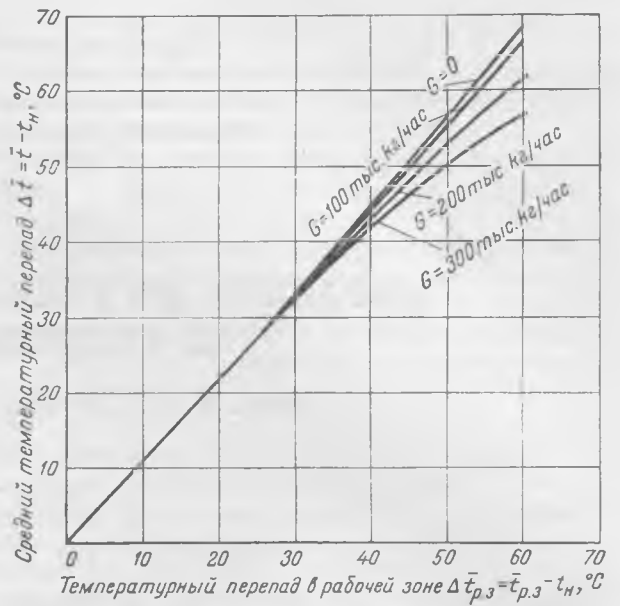


Рис. 4. Зависимость средней температуры в помещении от температурного перепада в рабочей зоне и от количества вводимого через фонарь воздуха (на один котел).

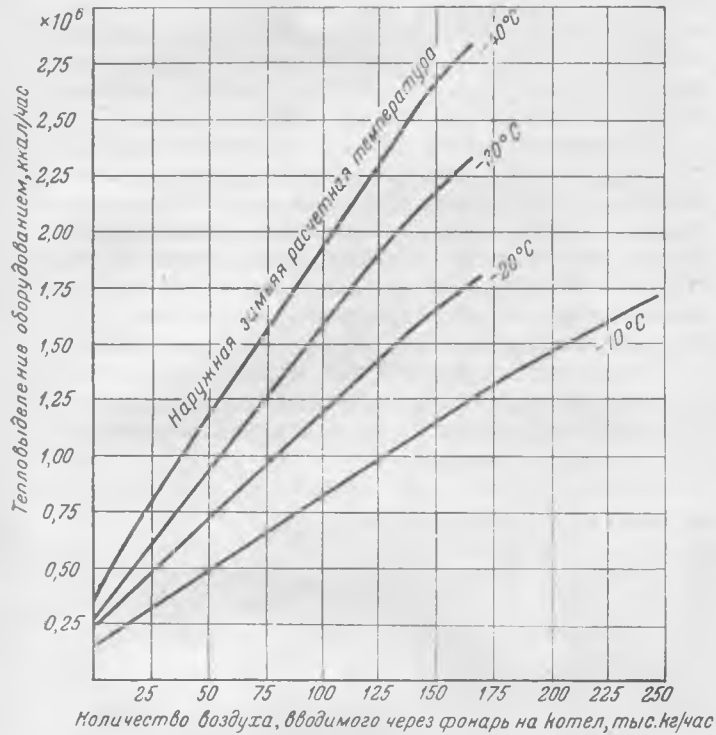


Рис. 3. Зависимость количества вводимого наружного воздуха от тепловыделения оборудованием и от наружной расчетной температуры.

ружных температурах выше  $-10^{\circ}$ . Наличие ветра со стороны продольной наружной стены котельной при открытии фрамуг под углом  $30^{\circ}$  к вертикали, хотя и увеличивает воздухообмен, но на температурный режим рабочих мест не влияет.

В зимнее время наружный воздух следует вводить в котельную через фонарь, а все остальные проемы в стенах котельной должны быть закрыты. Количество этого воздуха для типовых котельных с тепловыделением  $1710$  тыс. ккал/час на один котел определяется по графику рис. 3.

При определении площадей открытия фрамуг

фонаря скорость входа наружного воздуха в нем следует принимать не менее  $1,0 - 1,2$  м/сек. При меньших скоростях входа воздуха верхняя часть открытых проемов фонаря начинает работать на вытяжку, что в зимний период недопустимо.

С повышением наружной температуры против расчетной зимней количество вводимого через фрамуги фонаря воздуха следует постепенно увеличивать согласно рис. 3.

Дутьевые вентиляторы при расчетной зимней температуре должны забирать из верхней зоны котельной над котлами воздух, количество которого складывается из: а) воздуха, вводимого через фонарь, определяемого по рис. 3; б) воздуха, подаваемого в котельную приточными вентиляционными системами (охлаждение двигателей и др.); в) воздуха, который может быть перепущен в котельную из машинного зала в соответствии с воздушным балансом машинного зала. При этом средняя температура на площадке обслуживания котлов равна  $+12^{\circ}\text{C}$ , а на постах водосмотров  $+18^{\circ}\text{C}$ .

Надежным и правильным методом определения температуры в здании при той или иной принятой схеме вентиляции является лабораторное проектирование. На основании проведенных исследований среднюю температуру в помещении котельной в зимний период надлежит определять по графику рис. 4 в зависимости от  $\Delta\bar{t}_{p,з} = \bar{t}_{p,з} - t_n$  —  $t_n$  и количества вводимого через фонарь воздуха ( $\bar{t}_{p,з}$  — средняя температура в рабочей зоне  $t_n$  — наружная температура).

Применение приведенных данных при проектировании вентиляции позволит дать более правильные и научно обоснованные решения.

#### ОТ РЕДАКЦИИ

Выводы настоящей статьи нельзя считать окончательными впредь до проверки их в действующих котельных. Редакция просит читателей поделиться своим опытом по затронутым в статье вопросам.



## Переделка регулирования турбины АП-4 на гидродинамическое

Инж. М. А. Случаев и инж. Л. М. Федотов

На турбине АП-4 ЛМЗ, установленной на одной из тэц, регулирование работало по следующей схеме (рис. 1). Главный зубчатый масляный насос 8 подает масло через распределительную коробку 15 на регулирование и подшипники. Масло на регулирование поступает через распределительный золотник 2 в сервомотор дроссельного клапана высокого давления 3 и через масляный автоматический выключатель 12 в сервомоторы 6 перепускных клапанов. В подшипники масло поступает через масляный предохранительный клапан 16 грузового типа. Давление отбираемого пара поддерживается регулятором давления 4, воздействующим через золотник 5 на сервомоторы 6 перепускных клапанов цилиндра низкого давления. Привод вала регулятора 1 и главного масляного насоса 8 осуществляется от вала турбины через червячную передачу 9. При превышении номинальной скорости вращения на 10—12%

автомат безопасности 10 через систему рычагов закрывает стопорный клапан 11 и через масляный выключатель 12 клапаны цилиндра низкого давления 7.

Во время работы масло поступает к главному масляному насосу 8 из масляного бака 13 через маслоохладитель 14. При пуске масло подается вспомогательным масляным турбонасосом 17.

Длительное время это регулирование работало неудовлетворительно: быстро изнашивалась червячная пара, что приводило к частой ее замене (2—3 раза в год), имела место недостаточная производительность зубчатого масляного насоса, обуславливающая низкое давление масла на подшипники и на регулирование, вследствие чего турбина не справлялась со сбросами нагрузки.

Эти, а также ряд других мелких причин, например сильная вибрация колонки регулятора, качание нагрузки и т. д., заставили перейти на

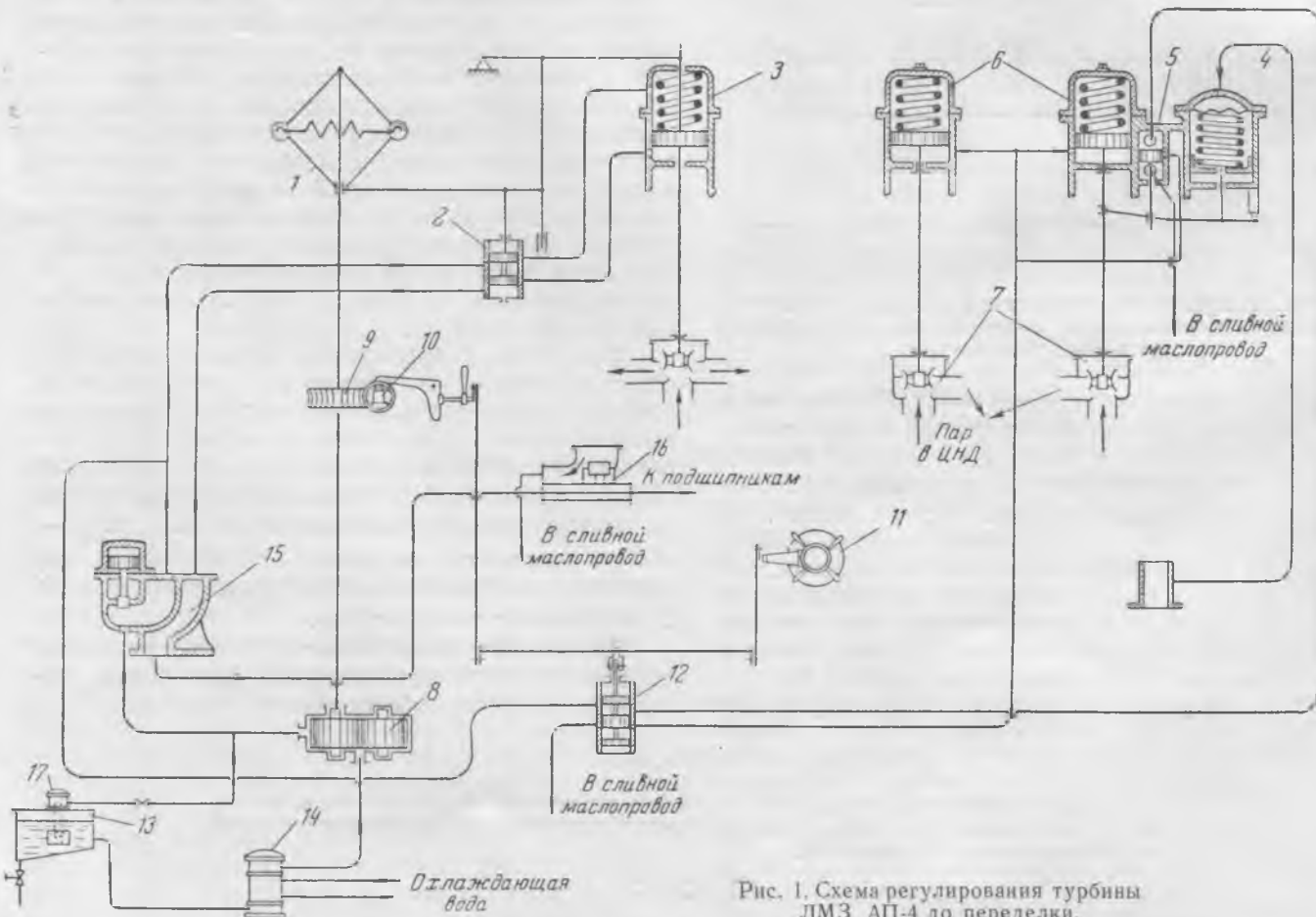


Рис. 1. Схема регулирования турбины ЛМЗ АП-4 до переделки.

гидродинамическое регулирование<sup>1</sup> с удалением центробежного регулятора с колонкой, зубчатого маслонасоса, червячной пары и масляных клапанов.

### Конструкция новой схемы регулирования

Принципиальной особенностью новой гидродинамической системы регулирования (рис. 2) является отсутствие в ней центробежного регулятора скорости и шестеренчатого главного масляного насоса, заменяемых масляным поршневым регулятором давления и двумя центробежными насосами, расположенными непосредственно на валу турбины<sup>2</sup>. Масло от одного центробежного насоса — импульсного — подается к поршневому регулятору и к масляному инжектору, засасывающему масло из бака, — для создания подпора на всасе обоих насосов. Масло от второго центробежного насоса поступает в системы регулирования и смазки.

<sup>1</sup> Запроектировано Конструкторским бюро Главпромэнерго-МЭС и выполнено ЦРМЗ Мосэнерго.

<sup>2</sup> Разработка системы гидродинамического регулирования произведена под руководством канд. техн. наук В. Н. Веллера, ВТИ.

На вал турбины насаживаются два насосных диска — 3 и 6 на то место, где при старом регулировании располагался червяк. Насосные диски заключены в корпусе, имеющем горизонтальный разъем, и прикрепляем к переднему стулу турбины.

Импульсный насос 3 подает масло в сопло инжектора 5, расположенного в дополнительном масляном баке 2, присоединенном к основному масляному баку 1. Масло из баков засасывается этим инжектором и подается к приемной камере обоих насосов.

От этого же насоса 3 масло отводится в поршневой регулятор 13, который воздействует через рычаги на распределительный золотник 10 сервомотора дроссельного клапана 11. Давление масла на поршень регулятора уравнивается натяжением пружины в регуляторе. При увеличении скорости вращения давление масла, развиваемое импульсным насосом, увеличивается, что приводит к смещению поршня регулятора 13, которое в свою очередь вызывает изменение положения поршня сервомотора 11. Сервомотор, воздействуя на дроссельный клапан цилиндра высокого давления, сокращает доступ пара в турбину и восстанавливает равновесие между нагрузкой и паровым моментом.

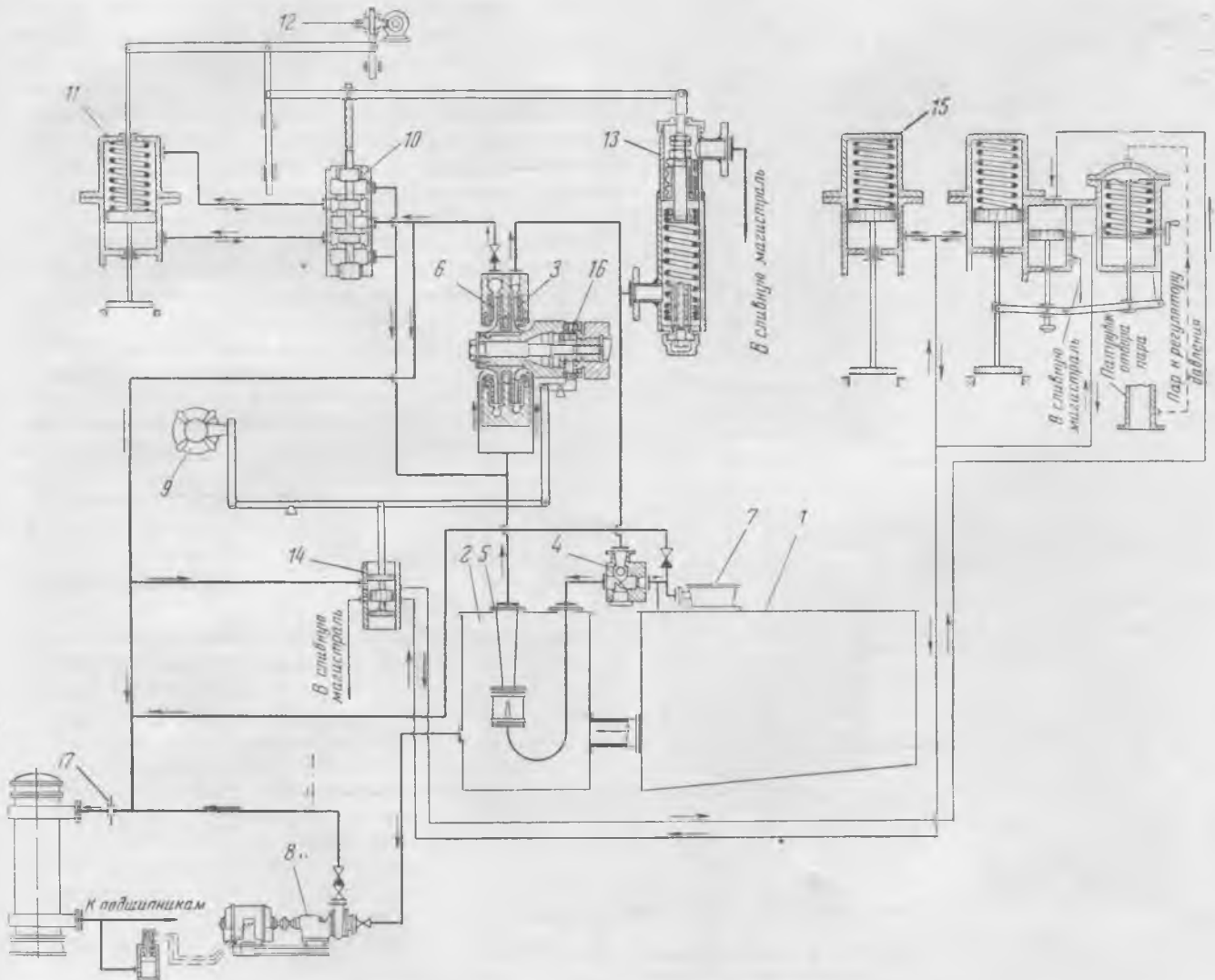


Рис. 2. Принципиальная схема гидродинамического регулирования.

От основного насоса 6 масло направляется в систему регулирования турбины, т. е. в сервомотор 11 дроссельного клапана и через золотник масляного автоматического выключателя 14 в сервомоторы перепускных клапанов цилиндра низкого давления 15.

Слив масла из сервомотора дроссельного клапана 11 направляется во всасывающую камеру насосов. При такой схеме увеличение производительности основного насоса 6 при сбросе нагрузки не отражается на увеличении подпора на входе в насосы и обеспечивается нормальная работа инжектора. Кроме подачи масла в систему регулирования, насос 6 обеспечивает смазку подшипников через дроссельную шайбу 17, заменяющую имевшийся при старой схеме регулирования масляный редуктор. Синхронизатор 12 (приспособление для изменения скорости вращения) действует на точку опоры рычага обратной связи, изменяя ее положение и тем самым вызывая соответствующее перемещение золотника 10.

Автомат безопасности 16 и рычажная передача от него к золотнику масляного автоматического выключателя 14 и стопорному клапану 9 остаются в принципе без изменений. Вспомогательный масляный турбонасос 7 в гидродинамической системе регулирования включен в линию

смазки и через трехходовой обратный клапан 4 в линию питания сопла инжектора. В схему включен вспомогательный масляный электронасос 8.

Зубчатый масляный насос турбины имел производительность, равную 137 л/мин. Температурный перепад масла на подшипниках доходил до 18° С. Давление масла на подшипниках было равным 0,22 ати. Эти данные указывают на то, что производительность насоса была мала. Поэтому производительность основного насоса была увеличена нормально до 210 л/мин и максимально до 400 л/мин для обеспечения при сбросах нагрузки смазки подшипников и подачи масла в сервомотор дроссельного клапана. Импульсный насос, обеспечивающий работу инжектора, имеет производительность нормально 155 и максимально 230 л/мин.

Ввиду увеличения подачи масла на смазку подшипников при новой системе регулирования увеличен объем маслобака путем присоединения к основному маслобаку (объем равен 1 м<sup>3</sup>) дополнительного маслобака (объем равен 2 м<sup>3</sup>). Кратность циркуляции масла была доведена до 6.

В новой системе регулирования маслоохладитель располагается на напорном маслопроводе к подшипникам, после дроссельной шайбы. Давление масла перед подшипниками 0,65 ати уста-

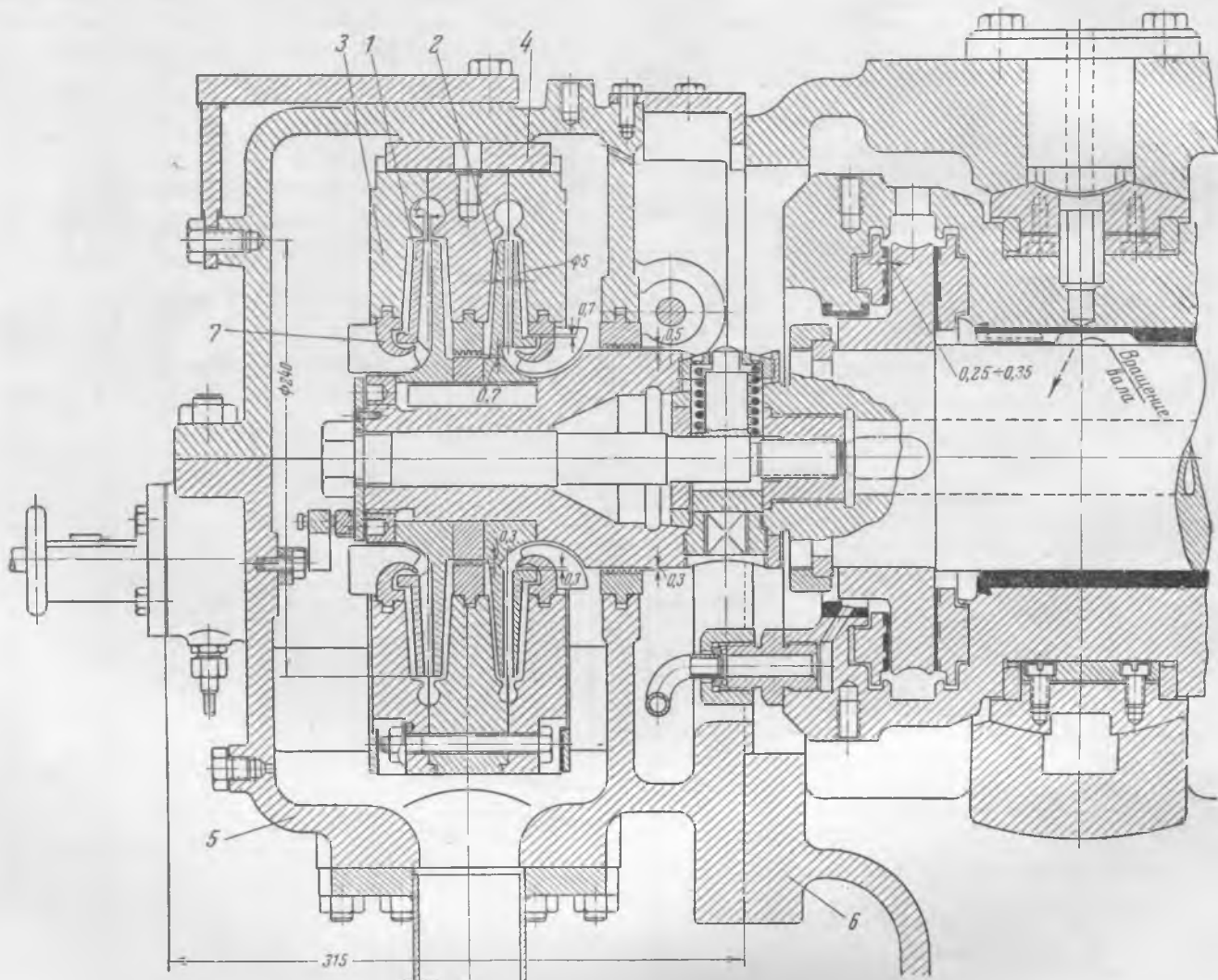


Рис. 3. Насосная группа гидродинамического регулирования.

новлено при наладке масляной системы путем регулировки отверстия в дроссельной шайбе, расположенной на маслопроводе перед маслоохладителем.

Диск рабочего насоса 1 (рис. 3) выполнен клепаным из частей с отдельными лопатками. Диск импульсного насоса 2 цельнокованый со сверлениями в радиальной плоскости. Чугунные улитки 3 насосов устанавливаются и центрируются в корпусе насосной группы на опорных подушках 4. Корпус насоса 5 крепится к нижней части стула переднего подшипника 6. Уплотнения насосов 7 выполнены когтеобразной формы, обеспечивающей наименьшую деформацию потока при входе и достаточно эффективное уплотняющее действие.

Основными деталями регулятора (рис. 4) являются корпус 1, поршень 2, пружина 3. Для удобства настройки поршневого регулятора нижняя гайка пружины 4 выполнена подвижной.

С целью уменьшения нечувствительности регулятора поршень 2 регулятора выполнен самоцентрирующимся<sup>3</sup>. Для этого на наружной поверхности поршня расположены два ряда углублений. Эти углубления соединяются сверлениями с внутренней полостью поршня, находящейся под полным давлением масла, подаваемого от импульсного насоса. Через сверления масло из напорной части поршня перетекает внутрь углублений и оттуда по зазору между поршнем и цилиндром вытекает в верхнюю полость нулевого давления.

Давление масла в углублении определяется величиной зазора. Чем меньше зазор, тем больше давление в углублении; поэтому при приближении поршня к стенке цилиндра давление масла в расположенном вблизи углублении повышается, а в противоположном углублении понижается. Благодаря этому возникают силы, действующие на поршень регулятора таким образом, что поршень смещается к оси цилиндра и самоцентрируется.

В новой схеме регулирования в место включения турбонасоса в напорную линию импульсного насоса поставлен трехходовой обратный клапан (рис. 5), заменяющий собою два обычных обратных клапана.

При нормальной работе шарик в клапане всегда прижат давлением масла к одному из своих гнезд, закрывая тем самым, линию импульсного насоса или турбонасоса.

### Монтаж и наладка гидродинамического регулирования

Перед монтажом нового регулирования был произведен демонтаж старого регулирования. С турбины сняты центробежный регулятор с колонкой, зубчатый масляный насос, червячной парой, старым распределительным золотником (рис. 6), масляный предохранительный клапан, рычаги, маслопроводы.

После сборки всех узлов гидрорегулирования и установки новых маслопроводов, с включением

в систему масляного турбонасоса, были произведены пробные пуски турбины для наладки регулирования<sup>4</sup>. Общий вид регулирования приведен на рис. 7.

При первых пробных пусках турбины выявились: 1) малая производительность турбонасоса, не создававшего необходимого давления; 2) срыв работы инжектора из-за недостатка подачи масла от импульсного насоса к соплу инжектора. Для создания давления масла при пуске на стороне всасывания насосной группы в схему регулирования был подключен электромагнитный насос, развивающий максимальное давление 2,5 *ати*. При включенном электронасосе турбонасос давал на всасывающей стороне центробежных насосов 0,25 *ати*, давление на подшипники 0,7 *ати*. Давление импульсного насоса было равным 4,4 *ати*, основного 6,1 *ати*. Отключить турбонасос при работе турбины не удалось. Очевидно, почти все масло, поступающее к центробежным насосам от инжектора, забиралось основным насосом, рас-

<sup>4</sup> Большая помощь при монтаже и наладке регулирования оказана зам. начальника турбинного цеха А. М. Акимевым и ст. мастером ЦРМЗ Мосэнерго Г. И. Алексеевым.

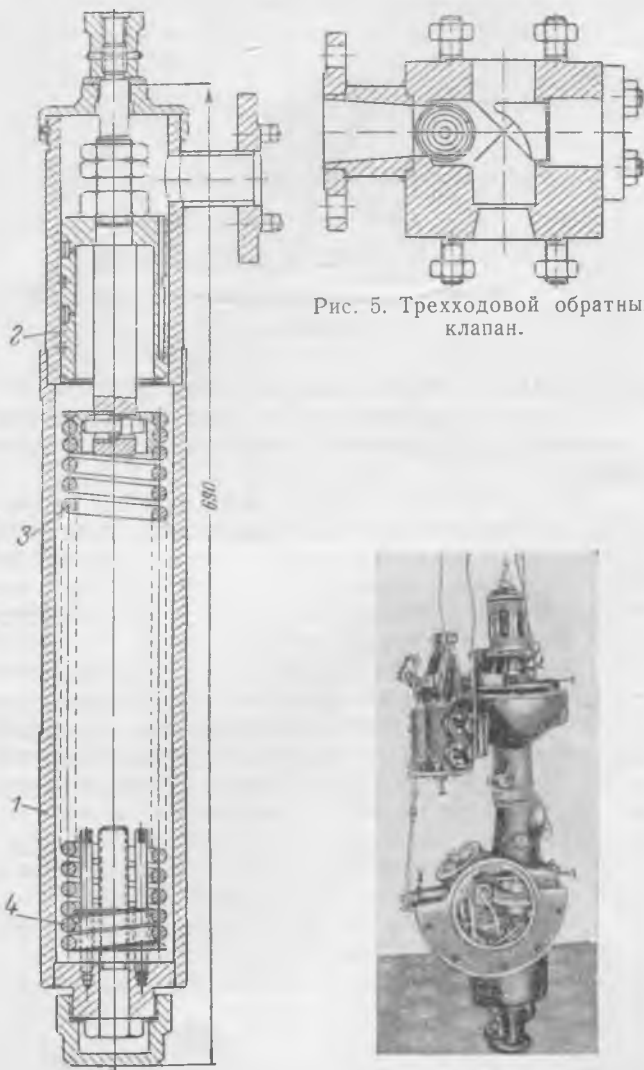


Рис. 4. Поршневой регулятор гидродинамического регулирования.

Рис. 6. Снятая с турбины колонка регулятора.

<sup>3</sup> В. Н. Веллер, Авторское свидетельство № 68029.



Рис. 7. Турбина с гидрорегулированием.

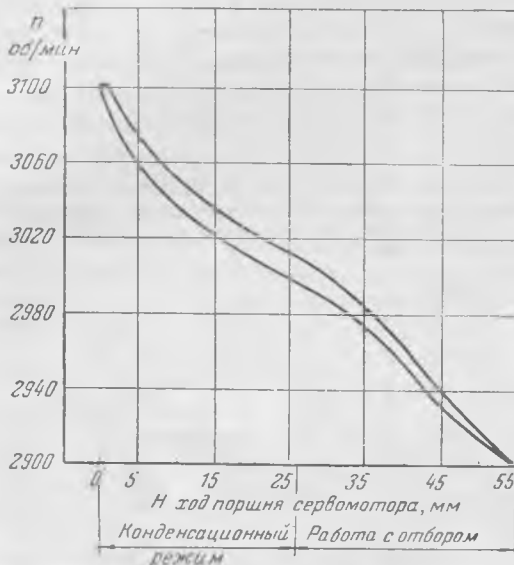


Рис. 8. Статическая характеристика регулирования.

считанным на максимальную производительность (при сбросе нагрузки), в два раза большую, чем максимальная производительность импульсного насоса.

Для обеспечения нормальной работы инжектора при работе центробежных насосов напорную линию основного насоса, до дроссельной шайбы, соединили маслопроводом диаметром 25 мм с напорной линией импульсного насоса за трехходовым обратным клапаном.

После этого был сделан вновь пробный пуск турбины. Результаты оказались следующие: давление масла основного насоса на регулирование 5,4 *ати*, импульсного насоса 5,2 *ати*, давление масла на подшипники 0,65 *ати* (при диаметре

дроссельной шайбы 14 мм), на всасе насосов 0,25 *ати*. Турбонасос с электронасосом отключился при 2500 *об/мин*. Регулирование при подъеме нагрузки турбины до 4000 *квт* и снятия нагрузки справлялось со своими задачами хорошо: качание нагрузки отсутствовало. При испытании регулирования на сброс нагрузки 2000 и 4000 *квт*, повышение скорости вращения с 3000 *об/мин* соответственно составило 3150 и 3240 *об/мин*. Автомат безопасности настроен и дважды испытан на отключение при 3270 *об/мин*. Перед включением турбогенератора в промышленную эксплуатацию была снята статическая характеристика регулирования (рис. 8).

Сравнение отдельных показателей регулирования и масляной системы турбины до и после переделки показало:

	Старое регулирование	Гидрорегулирование
Давление масла на регулирование, <i>ати</i>	1,8	5,4
Давление масла на подшипники, <i>ати</i>	0,22	0,65
Степень нечувствительности, %	0,8	0,3
Степени неравномерности без отбора, %	3,7	3,3
Степень неравномерности с отбором, %	8,8	6,8
Температурный перепад масла на подшипниках, °С	до 18	до 13

Смена регулирования была произведена во время очередной ревизии турбины; продолжительность наладки составила 6 дней.

## Выводы

1. Описанная гидродинамическая система регулирования проста по конструкции, позволяющей выполнить ее на неспециализированных турбостроительных заводах.

2. Отсутствие в системе гидродинамического регулирования трущихся частей (червячная пара, центробежный регулятор и главный масляный насос) делают ее надежной в эксплуатации.

3. Перевод турбины на гидродинамическую систему регулирования целесообразен в случаях, когда работа имеющейся системы регулирования неудовлетворительна и наладка этой системы не дает положительных результатов, а также при необходимости укомплектования системы регулирования турбины.

4. Переделка системы регулирования часто осуществима без изменения конструкции других узлов турбины, например, стойки переднего подшипника.

5. В системах гидродинамического регулирования возможна установка одного насоса без разделения масла на рабочее и импульсное.

□ □ □

# Выбор экономической температуры воды в тепловой сети

Канд. техн. наук Н. Ф. Нестерович

Выбор экономического температурного перепада воды в тепловой сети обычно производится путем определения минимума годовых эксплуатационных затрат

$$Z = A + T + P + \mathcal{E}, \quad (1)$$

где  $A$  — годовые отчисления от стоимости сети (амортизация, ремонт, обслуживание);  
 $T$  — стоимость тепловых потерь за год;  
 $P$  — стоимость перекачки теплоносителя;  
 $\mathcal{E}$  — стоимость недовыработки электроэнергии за год по теплофикационному циклу по сравнению с конденсационным.

Величины  $A$ ,  $T$  и  $P$  определяются для каких-то определенных перепадов температур воды  $\Delta T$  и потери напора в тепловой сети, а для других значений температурных перепадов  $\Delta T_n$  эти величины ( $A$ ,  $T$ ,  $P$ ) определяются по формулам пересчета

$$A_n = A \left( \frac{\Delta T}{\Delta T_n} \right)^{0,38}, \quad (2)$$

$$T_n = T \left( \frac{\Delta T}{\Delta T_n} \right)^{0,38} \frac{T_{cp,n} - t_o}{T_{cp} - t_o}, \quad (3)$$

$$P_n = P \frac{\Delta T}{\Delta T_n}, \quad (4)$$

где  $A_n$ ,  $T_n$ ,  $P_n$  соответствуют температурному перепаду  $\Delta T_n$ ;

$T_{cp}$  — средняя годовая температура теплоносителя при  $\Delta T$ , °С;

$T_{cp,n}$  — средняя годовая температура теплоносителя при  $\Delta T_n$ , °С;

$t_o$  — средняя годовая температура окружающей среды, °С.

При такой методике определения экономического температурного перепада  $\Delta T_{эк}$  последний зависит от случайной потери напора, на которую производится гидравлический расчет сети, необходимый для определения  $A$ ,  $T$  и  $P$ .

В самом деле, если сеть рассчитана на потерю напора  $h$ , то значения величин  $A_n$ ,  $T_n$  и  $P_n$  выражаются формулами (2), (3) и (4).

Если бы гидравлический расчет сети был произведен на потерю напора  $h_1$ , то значение этих величин было бы

$$A'_n = A_n \left( \frac{h}{h_1} \right)^{0,19} = A \left( \frac{\Delta T}{\Delta T_n} \right)^{0,38} \left( \frac{h}{h_1} \right)^{0,19}, \quad (5)$$

$$T'_n = T_n \left( \frac{h}{h_1} \right)^{0,19} = T \left( \frac{\Delta T}{\Delta T_n} \right)^{0,38} \left( \frac{h}{h_1} \right)^{0,19} \frac{T_{cp,n} - t_o}{T_{cp} - t_o}, \quad (6)$$

$$P'_n = P_n \frac{h_1}{h} = P \frac{\Delta T}{\Delta T_n} \frac{h_1}{h}, \quad (7)$$

или

$$\frac{A'_n}{A_n} = \left( \frac{h}{h_1} \right)^{0,19}, \quad (8)$$

$$\frac{T'_n}{T_n} = \left( \frac{h}{h_1} \right)^{0,19}, \quad (9)$$

$$\frac{P'_n}{P_n} = \frac{h_1}{h}. \quad (10)$$

Из уравнений (8)—(10) следует, что в случае изменения напора, на который произведен гидравлический расчет, кривая суммы новых значений  $A'_n + T'_n + P'_n$  пойдет не „параллельно“ сумме этих значений при первоначально выбранной потере напора. Из последнего следует, что экономический температурный перепад в тепловой сети является функцией первоначально выбранной потери напора  $\Delta T_{эк} = f(h)$ .

Так, если пересчитать пример выбора оптимального графика температур, приведенный проф. Е. Я. Соколовым<sup>1</sup> для водяной тепловой сети в районе Москвы для расчетной наружной температуры  $t_n = -30^\circ\text{C}$  и тепловой нагрузки 40 мккал/час, то при прочих равных условиях получаются соотношения, приведенные в табл. 1

Таблица 1

$\Delta T$ , °С	$A$ , руб/мккал	$T$ , руб/мккал	$P$ , руб/мккал	Стоимость перасход. топлива по сравнению с $\Delta T = 25^\circ\text{C}$ , руб/мккал	$Z$ , руб/мккал	Примечание
25	1,01	0,40	0,53	0	1,94	I вариант $h=10 \text{ кг/м}^2\cdot\text{м}$
40	0,84	0,34	0,33	0,01	1,52	
60	0,72	0,29	0,22	0,15	1,33	
80	0,63	0,26	0,17	0,33	1,39	
100	0,59	0,24	0,13	0,55	1,51	
25	0,78	0,31	2,12	0	3,21	II вариант $h=40 \text{ кг/м}^2\cdot\text{м}$
40	0,65	0,26	1,32	0,01	2,24	
60	0,55	0,22	0,88	0,15	1,80	
80	0,49	0,20	0,68	0,33	1,70	
100	0,45	0,18	0,51	0,55	1,69	

Из таблицы видно, что при удельной линейной потере напора  $h = 40 \text{ кг м}^2\cdot\text{м}$  экономический температурный перепад  $\Delta T_{эк} > 100^\circ\text{C}$ , в то время как при  $h = 10 \text{ кг/м}^2\cdot\text{м}$  перепад  $\Delta T_{эк} = 70^\circ\text{C}$ .

Наличия зависимости  $\Delta T = f(h)$ , и следовало ожидать, так как при такой методике расчета принятая потеря напора будет ближе к экономической для какого-то определенного температурного перепада, а для остальных  $\Delta T$  она все более будет отходить от этого экономического напора. Вследствие этого для некоторых значений  $\Delta T$  сумма  $A + T + P$ , входящая в уравнение (1), будет ближе к минимуму.

Следовательно, для выбора экономического перепада температур нужно для сравниваемых вариантов  $\Delta T$  принимать минимальную сумму  $A + T + P$ , которая будет иметь место при экономической потере напора в сети. Как изве-

<sup>1</sup> Е. Я. Соколов, Тепловые сети, Госэнергоиздат, 1948.

стно, экономической потере напора соответствует минимум выражения

$$Z = A + T + P.$$

Подставляя в последнюю формулу значения  $A$ ,  $T$  и  $P$  из формул (5) — (7), взяв из полученного выражения первую производную  $\frac{dz}{dh_n}$ , приравняв ее нулю и решая относительно  $h_n$ , получим экономическую потерю напора

$$h_{э.п.} = 0,248h \sqrt[1.19]{\frac{A + T \frac{T_{ср.п} - t_0}{T_{ср} - t_0}}{P}} \left(\frac{\Delta T_n}{\Delta T}\right)^{0,521} \quad (11)$$

По уравнению (11) можно подсчитать экономическую потерю напора для любого значения  $\Delta T_n$ , если известны величины  $A$ ,  $T$  и  $P$  для случая  $\Delta T$  и потери напора  $h$ .

Экономическая потеря напора для температурного перепада  $\Delta T_n = \Delta T$  будет

$$h_{э.п.} = 0,248h \sqrt[1.19]{\frac{A + T}{P}}. \quad (12)$$

Поэтому значения величин  $A$ ,  $T$  и  $P$ , которые должны входить в уравнение  $Z = A + T + P + \mathcal{E}$ , могут быть подсчитаны по формулам:

$$A_1 = A \left(\frac{h}{h_{э.п.}}\right)^{0,19} = A \left[\frac{h}{0,248h \left(\frac{A + T}{P}\right)^{0,84}}\right]^{0,19} = 1,3A \left(\frac{P}{A + T}\right)^{0,16}, \quad (13)$$

$$T_1 = T \left(\frac{h}{h_{э.п.}}\right)^{0,19} = 1,3T \left(\frac{P}{A + T}\right)^{0,16}, \quad (14)$$

$$P_1 = P \frac{h_{э.п.}}{h} = P \frac{0,248h \left(\frac{A + T}{P}\right)^{0,84}}{h} = 0,248P \left(\frac{A + T}{P}\right)^{0,84}, \quad (15)$$

$$A_n = A \left(\frac{h}{h_{э.п.}}\right)^{0,19} \left(\frac{\Delta T}{\Delta T_n}\right)^{0,38} = 1,3A \left(\frac{P}{A + T \frac{T_{ср.п} - t_0}{T_{ср} - t_0}}\right)^{0,16} \left(\frac{\Delta T}{\Delta T_n}\right)^{0,38}, \quad (16)$$

$$T_n = T \left(\frac{h}{h_{э.п.}}\right)^{0,19} \left(\frac{\Delta T}{\Delta T_n}\right)^{0,38} = 1,3T \left(\frac{P}{A + T \frac{T_{ср.п} - t_0}{T_{ср} - t_0}}\right)^{0,16} \left(\frac{\Delta T}{\Delta T_n}\right)^{0,48}, \quad (17)$$

$$P_n = P \frac{h_{э.п.}}{h} \frac{\Delta T}{\Delta T_n} = 0,248P \left(\frac{A + T \frac{T_{ср.п} - t_0}{T_{ср} - t_0}}{P}\right)^{0,84} \left(\frac{\Delta T}{\Delta T_n}\right)^{0,48}. \quad (18)$$

Формулы (13) — (18) дают возможность определить значение величин  $A$ ,  $T$  и  $P$  при различных перепадах температур  $\Delta T$  и экономических потерях напора для каждого из перепадов.

Воспользуемся этими формулами для решения приведенного выше примера.

Принимая  $T_{ср.п} = T_{ср}$ , как это сделано и в примере, и подставляя значение  $A = 0,72$ ,  $T = 0,29$  и  $P = 0,22$  в формулы (13) — (18), получим значения величин  $A_n$ ,  $T_n$  и  $P_n$ , сведенных в табл. 2 ( $h = h_{э.п.}$  для каждого  $\Delta T$ ).

Таблица 2

$\Delta T, ^\circ\text{C}$	$A,$ руб/мккал	$T,$ руб/мккал	$P,$ руб/мккал	Стоимость перерасход. топлива по сравнению с $\Delta T = 25^\circ\text{C}$ , руб/мккал	$Z,$ руб/мккал
25	1,15	0,46	0,30	0	1,91
40	0,91	0,37	0,24	0,01	1,53
60	0,75	0,30	0,20	0,15	1,40
80	0,66	0,26	0,17	0,33	1,42
100	0,59	0,24	0,15	0,55	1,53

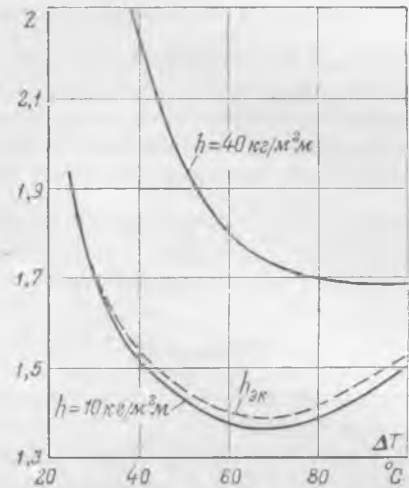


Рис. 1.

Графическое выражение для  $Z = f(\Delta T)$  приведено на рисунке, из которого видно, что в последнем случае, т. е. при пересчете значений  $A$ ,  $T$  и  $P$  по формулам (13) — (18) экономическим температурным перепадом является  $\Delta T_{э.п.} = 70^\circ\text{C}$ , в то время как при  $h = 10 \text{ кг/м}^2\text{м}$  перепад  $\Delta T_{э.п.} = 65^\circ\text{C}$ , а при  $h = 40 \text{ кг/м}^2\text{м}$  перепад  $\Delta T_{э.п.} > 100^\circ\text{C}$ . Эти цифры показывают, что в некоторых случаях выбор экономического температурного перепада в тепловой сети без учета оптимальной потери напора может привести к ошибкам.

## Выводы

1. Экономический перепад температуры воды в тепловой сети при существующей методике определения ее является функцией потери напора в сети  $\Delta T_{э.п.} = f(h)$ .

2. Выбор экономического перепада температур  $\Delta T_{э.п.}$  должен производиться с учетом минимума суммы  $A + T + P$  для каждого сравниваемого  $\Delta T$ , чему соответствует экономическая потеря напора.

3. Пересчет слагаемых  $A$ ,  $T$  и  $P$  для каждого сравниваемого  $\Delta T$  должен производиться по формулам (13) — (18).

□ □ □

**Трудящиеся Советского Союза! Вскрывайте и широко используйте резервы производства, неуклонно проводите режим экономии на всех участках хозяйственного строительства! Экономьте сырье, топливо, материалы, электроэнергию! Снижайте себестоимость продукции!**

(Из Призывов ЦК КПСС к 35-й годовщине Великой Октябрьской социалистической революции).

## Сорбенты для регенерации масел с применением термосифонов и адсорберов

Инж. С. М. Фридман

Метод регенерации турбинных и трансформаторных масел термосифонами и адсорберами получил широкое распространение как в энергосистемах Министерства электростанций, так и на предприятиях других министерств. Этот метод является простым, эффективным и легко осуществимым в связи с несложностью применяемой аппаратуры.

В качестве сорбента для данного метода регенерации до последнего времени применялся крупнопористый силикагель.

Целью работы лаборатории масел Оргрэс было как изыскание более эффективных новых сорбентов, так и выяснение возможности получения силикагеля, обладающего большей сорбционной способностью по отношению к продуктам старения масел, чем выпускаемые в настоящее время заводские силикагели.

Для исследований были взяты полученные в СССР искусственные сорбенты, а также и активированные отходы химического производства и природные сорбенты.

Искусственная активная окись алюминия, именуемая «формованная окись алюминия», представляет собой меловидные кусочки цилиндрической формы.

Окись алюминия — активированные отходы глиноземного производства — в отличие от окиси

алюминия специального изготовления, названа «дробленой» окисью алюминия. Она представляет собой меловидные кусочки неправильной формы.

Сорбент из хромаля, получаемый из отходов производства натриевого хромпика, состоит из зеленоватых кусочков цилиндрической формы.

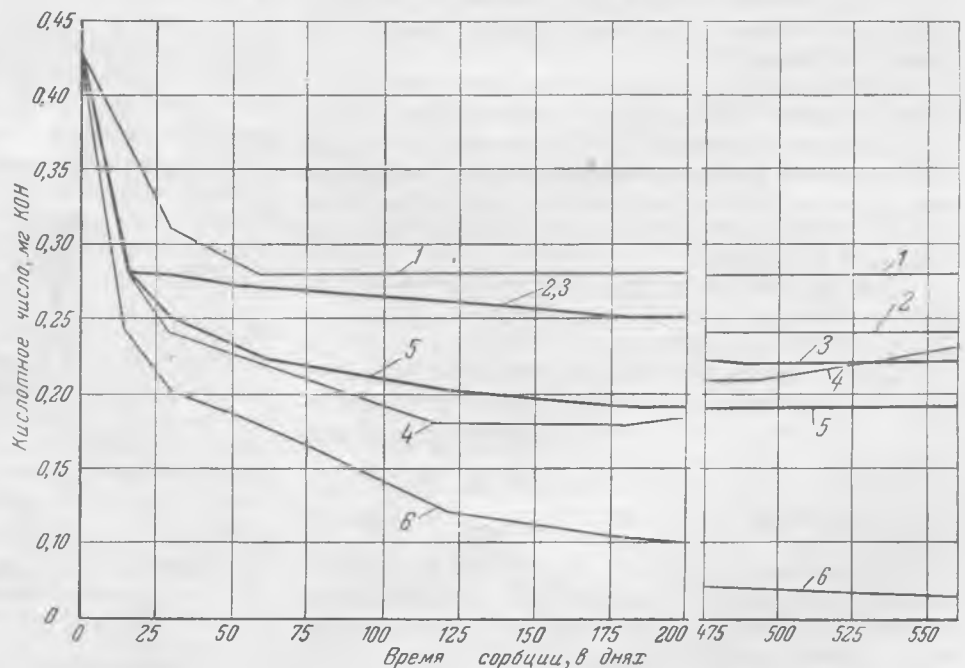
Исследованию подвергался также меловидный силикагель, получаемый при смешении водных растворов щелочного силиката и легко гидролизующейся соли. Этот силикагель представляет собой формованный продукт, внешне похожий на формованную окись алюминия.

Силикагели, выпускаемые отечественными заводами, являются стекловидными; в зависимости от величины пор применение их различное. Мелкопористые силикагели применяются для осушки воздуха и в газовой технике. Для регенерации масла пригодны только крупнопористые силикагели (чем крупнее поры, тем лучше идет процесс сорбции).

Для выяснения возможности улучшения качества выпускаемых заводами силикагелей в лаборатории масел Оргрэс было изготовлено пятьдесят образцов силикагелей и алюмосиликагелей. Многие из образцов обладают большей сорбционной способностью по отношению к продуктам старения масел, чем заводские (рис. 1—3). Ак-

Рис. 1. Изменение кислотного числа трансформаторного масла при статической сорбции его продуктов старения на различных сорбентах (2% сорбента к маслу).

1 — силикагель № 1 Макеевского сетевого района; 2 — силикагель № 3 Макеевского сетевого района; 3 — силикагель химического завода; 4 — дробленая окись алюминия (из отходов глиноземного производства); 5 — меловидный силикагель; 6 — формованная окись алюминия.



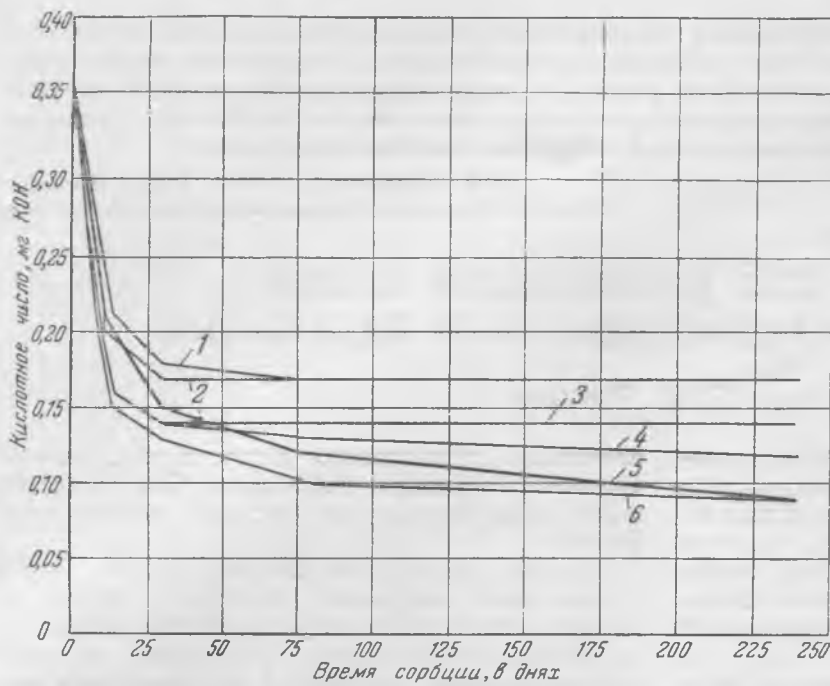


Рис. 2. Изменение кислотного числа трансформаторного масла при статической сорбции его продуктов старения на сорбентах, изготовленных в лаборатории масел Орггрэс.

1 — силикагель химического завода; 2 — силикагель Орггрэс 25; 3 — алюмосиликагель Орггрэс 10; 4 — силикагель Орггрэс 24, 26, 12; 5 — формованная окись алюминия опытного завода, партия № 41; 6 — силикагель Орггрэс 9.

тивность некоторых лабораторных образцов силикагелей Орггрэс выше заводских на 40—50%. Были проверены также образцы силикагелей, полученные в лабораторных условиях в Макеевском сетевом районе.

Из природных сорбентов проводились подробные исследования глин, опок и трепелов различных месторождений с целью определения возможности применения их для перколяционного метода регенерации масел.

Исследования в лабораторных условиях всех сорбентов производились параллельно с силикагелем химического комбината, сорбционная способность которого принималась за эталон и служила мерой для сравнения с ним испытуемых новых образцов.

Поглотительная способность всех сорбентов определялась равновесной статической активностью, т. е. максимальным количеством продуктов старения масел, сорбированных единицей массы до момента достижения равновесия между концентрацией продуктов старения масел в сорбенте и в масле.

Для работы в лаборатории были взяты измельченные до 2—3 мм сорбенты в количестве 2% по отношению к маслу. Скорость сорбции контролировалась кислотным числом масел. После достижения сорбционного равновесия в маслах определялись и другие показатели, характеризующие степень их очистки.

Полученные изменения кислотного числа масла в зависимости от времени представлены в графиках рис. 1—3.

Из анализа графиков следует, что для достижения сорбционного равновесия потребовалось значительное время, различное для каждого сорбента (от 60 до 600 суток).

Длительность процесса связана с диффузией продуктов старения масла в узкие поры сорбента, а этот процесс протекает с малой скоростью. В связи с этим и замедляется сорбционное равновесие. Это замедление тем больше, чем уже поры сорбента и больше вязкость масла.

Параллельной проверкой сорбентов при поглощении продуктов старения, из проб одного и того же отработавшего трансформаторного масла с кислотным числом 0,43 мг КОН при равных условиях сорбции установлено, что силикагель № 1 Макеевского сетевого района обладает меньшей сорбционной способностью по отношению к продуктам старения масел, чем остальные исследованные сорбенты (см. рис. 1).

Силикагель № 3 Макеевского сетевого района почти одинаков с силикагелем химического комбината.

Меловидный силикагель более сорбционно способен к продуктам старения масел, чем упомянутые выше силикагели. Сорбционное равновесие на дробленой окиси алюминия (активированные отходы глиноземного производства) наступило при

кислотном числе 0,18. При дальнейшем контакте этого масла с окисью алюминия наблюдалось даже некоторое повышение кислотного числа. Это требует дополнительных исследований, так как при эксплуатационном испытании дробленой окиси алюминия получены положительные результаты.

Другими опытами было установлено, что отходы глиноземного производства способны снижать кислотное число масла примерно так же,

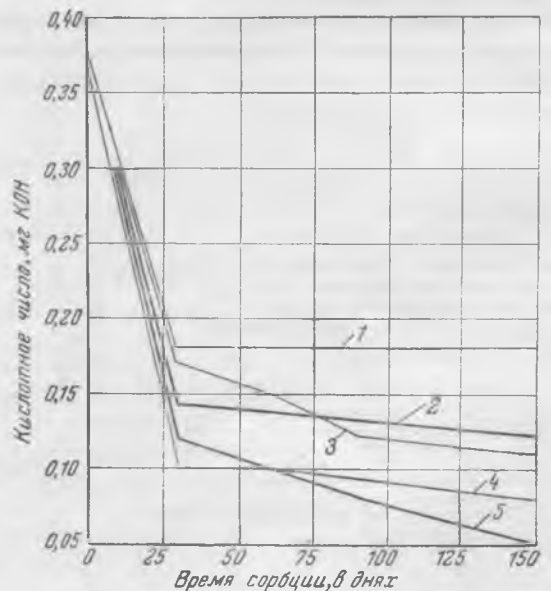


Рис. 3. Изменение кислотного числа трансформаторного масла при статической сорбции его продуктов старения на хромали.

1 — силикагель химического завода; 2 — алюмосиликагель 8; 3 — хромаль; 4 — силикагель 9; 5 — формованная окись алюминия опытного завода, партия № 41.

как силикагель химического завода, без предварительной активации. Прокаливание отходов при 450°С значительно увеличивает их активность. Промывка конденсатом и соляной кислотой не улучшает их сорбционных свойств.

Формованная окись алюминия показала наилучшую поглотительную способность по отношению к продуктам старения масел. Это можно объяснить не только тем, что она обладает большим количеством крупных пор (по крупности пор формованная окись алюминия аналогична меловидному силикагелю), но и тем, что она имеет характер оснований и поэтому сорбирует кислые продукты более интенсивно, чем силикагель.

Сравнение основных показателей масел после их длительного контакта с сорбентами приведено в таблице.

**Результаты длительного контакта сильно изношенного масла с различными сорбентами**

Наименование пробы	Кислотное число, мг КОН	Реакция подложки вытяжки	Натровая проба	Цвет по Любскому	Стабильность по ОСТ 981-41	
					Кислотное число, мг КОН	Осадок, %
Исходное трансформаторное масло . . . . .	0,43		Вне балла	3	—	—
То же масло после 580 суток статической сорбции продуктов старения, на:						
силикагеле химкомбината . . . . .	0,22	Нейтральная	То же	9	—	—
силикагеле меловидном . . . . .	0,19		" "	—	—	—
силикагеле № 3 Макеевского сетевого района . . . . .	0,24		" "	6	0,43	0,026
силикагеле № 1 Макеевского района формованной окиси алюминия . . . . .	0,28		" "	—	—	—
дробленной окиси алюминия . . . . .	0,065		2 балла	6	0,10	—
алюминия . . . . .	0,23		Вне балла	4	0,27	0,025

Данные сорбционной способности силикагеля и алюмосиликагелей, приготовленных в лаборатории масел Орггрэс, показаны на рис. 2 и 3, из которых видно, что некоторые из этих образцов по сорбционной способности приближаются к формованной окиси алюминия. Хромаль по сорбции продуктов старения масел занимает промежуточное положение между силикагелем химического завода и формованной окисью алюминия (рис. 3).

Из проверенных лабораторией природных сорбентов лучшие результаты получены с курьинской белой опокой и эстонской глиной. Курьинская опока обладает значительной механической прочностью и, видимо, может с успехом применяться при перколяционном методе регенерации, заменяя силикагель. Поэтому необходимо провести эксплуатационные испытания этой опоки, которые обеспечили бы последующее ее широкое применение.

Восстановление масел в производственных условиях будет зависеть не только от статической активности сорбентов, но и от ряда других факторов, как то: конструкции адсорберов (соотношение высоты и диаметра) и термосифонов, скорости прохождения масла через слой сорбента, вязкости масла, степени его изношенности и т. д.

В эксплуатационных условиях проверялся наиболее эффективный сорбент — формованная окись алюминия, полученная на опытном заводе.

Испытания проводились на четырех тяговых подстанциях следующим образом.

Формованной окисью алюминия без дробления заполнялись термосифоны новой конструкции Орггрэс. Присоединение термосифонов к трансформатору производилось различными способами, но во всех случаях без снятия радиаторов.

Масла в подопытных трансформаторах до подключения имели слабокислую и кислую реакцию водной вытяжки с кислотным числом 0,1 мг КОН. Через 15 суток работы термосифонов масло во всех трансформаторах имело кислотное число в пределах норм на регенерированное масло. Через 12 мес. эксплуатации этих восстановленных масел после отключения термосифонов кислотное число оставалось без изменений.

## Выводы

1. По лабораторным данным, формованная окись алюминия примерно раза в два более эффективна, чем силикагель химкомбината и обладает особенно высокой сорбционной способностью в отношении низкомолекулярных кислот, вызывающих своим присутствием кислую реакцию водной вытяжки. Применение окиси алюминия проверено в производственных условиях с получением положительных результатов.

2. Дробленая окись алюминия (активные отходы глиноземного производства) обеспечила получение средних данных между формованной окисью алюминия и заводским силикагелем.

3. Хромаль обладает большей сорбционной способностью, чем силикагель химкомбината. Предварительными работами установлено, что масла, обработанные этим сорбентом, обладают недостаточно удовлетворительной стабильностью. Для окончательных выводов необходимо проведение дополнительных исследований.

4. Из природных сорбентов лучшими являются курьинская опока, обладающая значительной механической прочностью (образец белый и светлосерый) и эстонская глина, показавшие данные, близкие к силикагелю химкомбината. Эти сорбенты представляют наибольший практический интерес, ввиду возможной их низкой стоимости при организации массового выпуска (в дробленном и просушенном виде).

5. Силикагели, полученные в лаборатории масел Орггрэс, показали лучшие результаты по сравнению с заводскими силикагелями, что указывает на возможность выпуска заводами силикагеля более высокого качества.



*Трудящиеся Советского Союза! Развертывайте всенародное социалистическое соревнование за выполнение и перевыполнение пятого пятилетнего плана! Боритесь за новый мощный подъем народного хозяйства, рост материального благосостояния и культуры народа, за дальнейшее укрепление могущества Советского государства!*

*(Из Призывов ЦК КПСС к 35-й годовщине Великой Октябрьской социалистической революции)*

## **Поточно-скоростное строительство линии электропередачи 110 кВ на деревянных опорах**

**Инж. Б. Ф. Петриков**

В 1951 г. трест «Центроэлектросетьстрой» построил поточно-скоростным методом в течение трех месяцев линию электропередачи 110 кВ протяженностью 57,4 км, 60 км линии связи для ее обслуживания и два линейных пункта с жилыми сборными домами.

Линия электропередачи выполнена проводом АС-120 на 336 деревянных опорах типа Уральского отделения ТЭП и четырех металлических опорах на бетонных фундаментах. В числе деревянных опор — 12 на свайных основаниях. Подходы к подстанциям защищены тросом Ст-50.

Линия связи выполнена одной парой проводов Ст-4 на столбах с деревянными траверсами.

Строительство линии электропередачи осуществлялось в соответствии с типовым проектом производства работ, составленным из расчета постройки в среднем 1 км линии за один рабочий день.

### **Проект производства работ**

По проекту организации работ строительство линии разделяется на 2 периода.

I. Подготовительный период (март—май), включающий следующие работы: расчистку ранее прорубленных просек; переустройство пересекаемых линий электропередачи и связи; развозку по трассе деталей опор; устройство бетонных фундаментов под металлические опоры; свайные работы; сборку и установку вручную 32 опор на заболоченных участках и на сложных переходах, монтаж провода и троса на заболоченных участках и на сложных переходах, что связано с длительными согласованиями по отключению действующих линий; сооружение линии связи с использованием ее в процессе строительства линии электропередачи. Все эти работы выполняются обычным способом за исключением линии связи.

Строительство линии связи осуществляется двумя бригадами по 2 км линии за смену. Первая бригада в составе 16 чел. с тремя автомашинами и буровой машиной БИК-9 разбивается на пять звеньев. Первое звено рабочих из 3 чел. на автомашине ЗИС-151 развозит пропитанные столбы длиной 7,5 м по заранее размеченным местам. Вслед на автомашине ГАЗ-51 движется зве-

но из 3 чел., устанавливающее на столбах деревянные пропитанные траверсы, заранее оснащенные штырями и подкосами, и накручивает изоляторы ТФ-2.

На расстоянии 1—1,5 км от второго звена движется трактор НАТИ с смонтированными на нем буровой машиной и краном БИК-9. Машина бурит цилиндрические ямы диаметром 0,4 м на глубину 1,3 м своим краном устанавливает в них подготовленные предыдущим звеном столбы. Машину обслуживает машинист и его помощник.

За БИК-9 движется четвертое звено из 4 чел., которое выравнивает столбы по вертикали и по створу линии и засыпает ямы с трамбованием.

Отдельное звено из 4 чел. с автомашиной устанавливает противоветровые, анкерные и угловые подкосы, отдельные столбы с подкосами на заболоченных местах, непроходимых для БИК-9.

Вторая бригада в составе 8 чел. в 2 км от первой бригады производит монтаж одной пары проводов Ст-4 при помощи машины ГАЗ-51. Первое звено этой бригады раскатывает провода с вертушек, установленных на машине, и производит сварку проводов. Второе звено укладывает провода на траверзу, натягивает их ручным полиспастом и крепит к изоляторам провололочной вязкой.

II. Период поточно-скоростного строительства (май—июль) включает следующие работы:

сборку 304 деревянных опор за 50 рабочих дней двумя звеньями по 3 чел. сборщиков промежуточных опор и двумя звеньями по 6 чел. сборщиков сложных опор с обслуживанием их автомашиной;

рытье 526 ям для 304 промежуточных опор (4 050 м<sup>3</sup>) за 48 рабочих дней буровой машиной БИ-7 с бригадой землекопов при ней в 5 чел. и 45 ям вручную — под сложные опоры двумя бригадами землекопов по 10 чел. (эти же землекопы после установки опор выполняют противопожарную окопку и заземление опор, а также планировку и подсыпку вокруг них);

установку 304 опор за 46 рабочих дней двумя бригадами по 7 чел. при помощи падающей стрелы и инвентарного такелажа и по одному трактору и автомашине (для торможения) в каждой бригаде;

монтаж 162 км провода АС-120 и 8,1 км троса Ст-50 за 27 рабочих дней (по 2 км линии в день) бригадой в составе трех звеньев одновременно в трех анкерных пролетах: в первом пролете — звеном из 10 чел. с трактором и автомашиной производится раскатка провода через монтажные ролики, подвешенные на специальных скобах к траверсам опор, и сращивание провода методом обжатия; во втором пролете — звеном из 5 чел. с трактором и автомашиной производится одновременно натяжка проводов всех трех фаз и закрепление их натяжными гирляндами изоляторов на анкерных опорах; в третьем пролете — звеном из 4 чел. с автомашиной производится перекладка провода из монтажных роликов в поддерживающие глухие зажимы, с подвеской гирлянд изоляторов на промежуточные опоры.

Кроме того, организуется вторая бригада монтажников в составе 12 чел. с двумя автомашинами для монтажа вручную провода и троса в коротких анкерных пролетах по болоту и на переходах, где механизированный способ монтажа невозможен.

«Поток» работ движется, нарастая по линии. Работу начинают 3 мая звенья сборщиков опор, затем через два дня вступают землекопы по подготовке ям для сложных опор, далее через пять дней включается в работу буровая машина БИ-7 и бригады установщиков. Наконец, через 37 дней после начала «потока» (с 9 июня) монтажные бригады приступают к монтажу провода и троса. Бригадные маршруты разработаны в проекте в виде «календарных поикетных графиков».

В соответствии с приведенным проектом производства работ были приняты следующие размеры механизации: земляные работы на 67%, установка опор — 72% и монтаж провода на 90%.

Максимальная потребность в рабочей силе по обоим периодам строительства составляет 146 чел. Потребность в транспорте и механизмах: автомашин ЗИС-151 — 5, ЗИС-150 — 5, ГАЗ-63 и 51 — 5; автоприцепов 3-т одноосных — 11; тракторов С-80 — 2, ДТ-54 — 2, НАТИ — 1; буровых БИ-7 — 1, БИЖ-9 — 1; сварочных агрегатов — 1 и ручных копров — 1.

## Строительство линии

Строительство линии электропередачи было закончено в намеченный срок, несмотря на значительное запаздывание с доставкой материалов.

Несвоевременное снабжение материалами, а также затянувшаяся весенняя распутица вынуждали сдвигать намеченные календарные сроки по отдельным видам работ. Тем не менее по стро-

ительным работам в целом намеченные темпы были несколько превышены, зато темпы монтажа проводов были снижены до 1,45 км в день вместо намеченных 2 км.

Результаты выполнения отдельных видов работ в сравнении с проектом производства работ приведены в таблице.

Работы по установке опор начаты были в весенний период с разработкой рыхлых, насыщенных водой грунтов. Это обстоятельство потребовало быстрой установки опор в свежевырытые ямы и выявило новую область применения буровой машины БИ-7, смонтированной на тракторе С-80. К этой машине была придана бригада установщиков и вслед за бурением ям устанавливались заранее подготовленные опоры с использованием этой же машины в виде тягача. Такелаж приготавливался во время бурения, и производительность буровой машины почти не снижалась. За день она устанавливала 3—4 опоры с бурением ям. Зато потребность в тракторах для установки опор уменьшилась.

Практика работы с буровой машиной БИ-7 показала ее незаменимость при грунте с верхним, насыщенным водой, торфяным или илистым слоем. Применение этой машины и для установки опор позволило совершенно избежать трудоемких работ по забивке шпунта и водоотливу.

Отрицательно влияли на работу буровой машины частые поломки бурового устройства при отсутствии запасных частей. На время ремонта бур заменялся ручным способом, что снизило процент механизации земляных работ на линии до 49,8%.

Вторая машина с буром и краном БИЖ-9 на строительстве линии связи практически не была использована вследствие того, что вдоль трассы этой линии за месяц до ее постройки были сделаны зеленые насаждения; это вынудило перейти к ручной установке большей части столбов.

Фактическое максимальное количество рабочих составило 138 чел. против плана в 146 чел. Количество механизмов, которое было фактически занято на строительстве, оказалось также меньше предусмотренного проектом организации работ. Так, максимальное количество автомашин составило всего 9 шт. при плане в 15 шт., а тракторов — 4 шт. при плане в 5 шт.

Организация специальной бригады такелажников, обеспечившая вывозку опор по всей трассе линии с большей оборачиваемостью машин и загрузкой их комплектами опор, заранее подобранными на складах, привела к сокращению числа машин.

Фактически достигнутый на строительстве про-

Виды работ	По графику					Фактическое выполнение				
	Количество	Сроки		Число рабочих дней	В среднем за 1 раб. день	Количество	Сроки		Число рабочих дней	В среднем за 1 рабочий день
		начала	окончания				начала	окончания		
1. Сборка опор . . . . .	304	3/V	29/VI	50	6,0	306	3/V	27/VI	48	6,4
2. Ямы под опоры . . . . .	304	5/V	29/VI	48	6,3	300	5/V	25/VI	46	6,5
3. Установка опор . . . . .	304	10/V	1/VII	46	6,5	310	10/V	3/VII	48	6,5
4. Монтаж провода, км . . . . .	54	9/VI	10/VII	27	2,0	55	16/VI	1/VIII	38	1,45

цент механизации земляных работ составил 50% против 67%, намеченных проектом производства работ. Зато установка опор и монтаж проводов были механизированы на 100% против соответственно 72 и 90%, принятых в проекте.

В процессе работ составлялись суточно-недельные графики по каждой бригаде рабочих, с указанием работ и номеров опор, подлежащих выполнению. Среднедневная выработка одного рабо-

чего за период поточно-скоростного строительства составила 131% к плановой.

Необходимо отметить, что вместо намеченных проектом трех производителей работ и одного мастера на линии в подготовительный период был только один производитель работ и один бригадир, исполнявший обязанности мастера, а в период поточно-скоростного строительства было два производителя работ и тот же бригадир.



## Опыт энергоснабжения крупного строительства

Инж. А. Я. Белоголов

Для энергоснабжения современного гидротехнического строительства необходимо создать электрические установки, достигающие по своей мощности десятков тысяч киловатт. Обеспечение нормальной и бесперебойной работы большого парка строительных механизмов, подсобных предприятий и прочих объектов требует рациональной схемы энергоснабжения строительной площадки.

Как известно, большинство сооружений гидротехнических сооружений располагаются на больших расстояниях от энергетических центров, что во многом затрудняет энергоснабжение строительства; в некоторых случаях для этих целей приходится специально сооружать тепловые электростанции большой мощности.

### Выбор источников энергоснабжения

Наиболее экономичным источником электроэнергии для крупных строений следует считать линии электропередачи от ближайших энергосистем, причем если строящаяся гЭС будет работать параллельно с существующей энергосистемой, следует линию электропередачи строить с таким расчетом, чтобы она могла в последующем служить связью с энергосистемой.

Линии электропередачи должны быть построены на напряжении, при котором в дальнейшем будет осуществлена эта связь, на время же строительства она может работать на напряжении энергосистемы.

Распределение электроэнергии на самой строительной площадке целесообразно осуществлять на высоком напряжении (35 и 6 кВ), а для распределительных сетей низкого напряжения следует выбирать 380/220 В.

Исходя из этих соображений, для энергоснабжения строительства одной из крупных гЭС для питания всей строительной площадки принято напряжение 154 кВ. Линия 154 кВ от строительной площадки до энергосистемы имеет длину 140 км; после ввода гЭС в эксплуатацию она будет осуществлять связь электростанции с энергосистемой. Линия выполнена на металлических опорах, причем промежуточные опоры типа «Рюмка», анкерные, угловые и транспозиционные опоры —

нормального типа. Фундаменты под промежуточные опоры — сборные железобетонные подножки, а под остальные типы опор — монолитные бетонные. На линии подвешен провод марки АС-185, а на переходе через реку — провод марки БП-150.

### Схема электроснабжения

Выбор схемы электроснабжения в основном зависит от размещения нагрузок и их мощностей, размещения главной подстанции в смысле удобства подходов и выходов линии электропередачи, возможности использования главной подстанции в будущем в качестве районной, возможности совмещения главной подстанции строительства с подстанцией строящейся гЭС.

Основными энергоемкими потребителями строительства гЭС в основном являются строительные механизмы и снаряды, предназначенные для строительства основных сооружений и расположенные в котловане строящейся гЭС.

Главную подстанцию строительства целесообразно максимально приблизить к основным сооружениям, в целях экономии проводниковых материалов, леса, металла, уменьшения потерь электроэнергии и пр.

Схема распределительной сети может быть выбрана с радиальными или радиально-кольцевыми линиями. Схемы с радиально-кольцевыми линиями имеют предпочтение перед схемами с радиальными линиями, поскольку они являются гибкими и обеспечивают более надежное электроснабжение потребителей.

Осуществляемая в настоящее время схема энергоснабжения гидростроительства (рис. 1) предусматривает сооружение главной понизительной подстанции (подстанция № 1) с трехобмоточным трансформатором 154/35/6 кВ. По окончании строительства подстанция № 1 будет использована в качестве районной.

От этой подстанции на напряжении 35 кВ питаются подстанции № 3 и 4, служащие для электроснабжения удаленных земснарядов, для намыва земляной плотины, выполнения работ по отводу к каналу, цементации и пр. На напряжении 6 кВ подстанция № 1 питает поселок и подсобные предприятия.

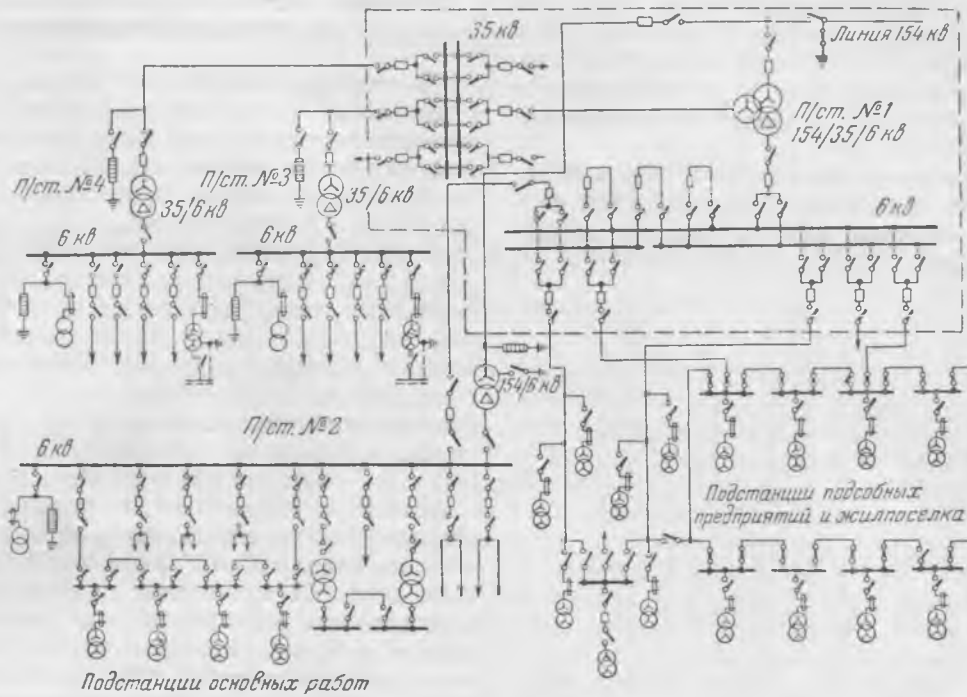


Рис. 1. Схема электроснабжения строительства гЭС.

Для питания нагрузки основных сооружений (земснаряды, водоотлив, бетонное хозяйство и пр.) сооружена подстанция № 2 с трансформатором 154/6 кВ, питаемая линией 154 кВ от главной подстанции, протяженностью 2,6 км.

В качестве резерва, на случай выхода из строя трансформатора 154/6 кВ, для обеспечения работы потребителей, не терпящих перерыва в электроснабжении (водоотлив), сооружается 6-кВ переключатель между подстанциями № 1 и 2.

### Тип трансформаторных подстанций

При выборе того или иного типа трансформаторной подстанции необходимо учитывать, что срок службы подстанций на строительных объектах не велик. Следует предусмотреть также возможность частого перемещения подстанций распределительной сети, а также передачу подстанций на другие строительные объекты по мере их освобождения.

Целесообразно поэтому применять в основном или подстанции открытого типа на деревянных конструкциях (для напряжения 35 кВ) или комплектные передвижные подстанции с трансформаторами 100—560 кВА (для напряжения 6 кВ). Применение указанных типов подстанций и комплектных распределительных устройств значительно сокращает срок их монтажа и, следовательно, ввода их в эксплуатацию, они удобны для обслуживания и пр. Комплектные передвижные подстанции и распределительные устройства наружной установки себя хорошо зарекомендовали во время восстановительных работ по Днепродзержинску им. В. И. Ленина и получают большое применение на описываемом строительстве. Только в исключительных случаях следует применять трансформаторные подстанции закрытого типа.

Схемы электрических соединений подстанций для строительных площадок следует максимально упрощать, не снижая надежность эксплуатации. Исходя из этих соображений, для электроснабжения гидростроительства приняты следующие решения.

Тупиковые подстанции с одним трансформатором 35/6 кВ, питающиеся по одной линии, присоединяются через разъединитель и выключатель, без сборных шин. Для распределительных устройств 6 кВ таких подстанций выбрана схема

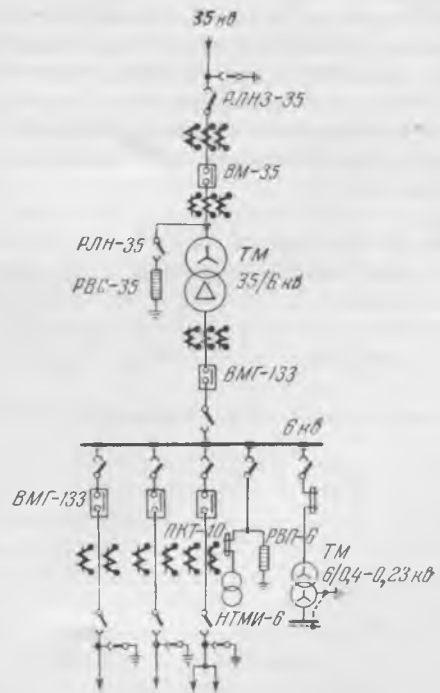


Рис. 2. Схема электрических соединений подстанций 35/6 кВ.

с одиночными несекционированными шинами. Подключение трансформаторов больших мощностей к шинам 6 кВ производится через трансформаторы тока и разъединители, а у трансформаторов меньшей мощности устанавливаются и выключатели типа ВМГ-133 (рис. 2).

Распределительные пункты 6—10 кВ в большинстве случаев выполняются с одиночной секционированной системой шин с числом секций,

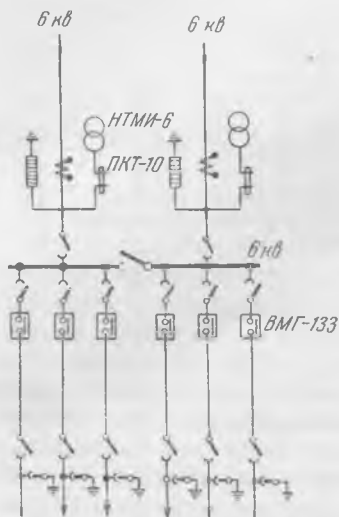


Рис. 3. Типовая схема электрических соединений распределительного пункта 6 кВ.

равным числу питающих линий (рис. 3). Только в исключительных случаях следует идти на схемы с двумя системами шин.

Трансформаторные подстанции 6/0,4 кВ выполняются с одиночными сборными шинами 6 кВ; питающие линии присоединяются к шинам через разъединители. Транзитные подстанции подключаются в расщелку линии 6 кВ через разъединители. Трансформаторы 6/0,4 кВ мощностью до 320 кВА включительно присоединяются через разъединители и предохранители. Трансформаторы большей мощности включаются через выключатели или разъединители мощности с предохранителями.

## Линии распределительной сети строительства

В основном линии электросетей на строительстве носят временный характер, поэтому при проектировании их необходимо из условий экономии выбирать сечение проводов по нагреву или по допустимой потере напряжения, а не по экономической плотности тока.

Расчеты показывают, что при сроке службы линий 1—2 года, полные годовые расходы по эксплуатации линий, выбранных по потере напряжения, составляют около половины расходов по линиям, выбранным по экономической плотности тока. Для высоковольтных линий 35 кВ применены алюминиевые или сталь-алюминиевые провода (в зависимости от сечения), а для сетей 6 и 0,4 кВ — алюминиевые и стальные провода.

Для линий 6 и 0,4 кВ, из условий применения типовых опор решено применять провода сечением не более 120 мм<sup>2</sup>. При необходимости передачи больших мощностей на этих напряжениях целесообразно идти на двух- и трехцепные линии, смонтированные на отдельных опорах. Такое решение удобно в эксплуатации, позволяет производить ремонты без перерыва в электроснабжении и при выходе из строя одной цепи часть нагрузок, не допускающих перерыва в электроснабжении, остается в работе.

Временные линии напряжением 35—0,4 кВ сооружаются на типовых деревянных опорах.

В подготовительный период строительства, когда в основном ведутся работы по гражданским и подсобным сооружениям, для электроснабжения строительных механизмов не следует монтировать специальные сети 380/220 в, а необходимо использовать для этих целей сети, предусматривающиеся для электроснабжения гражданских и промышленных зданий.

На строительстве упомянутой гЭС большое количество строительных механизмов (башенные краны, кабель-краны, вертикальные подъемники, транспортеры, растворонасосы, компрессоры и др.) были подключены к заранее построенным постоянным электрическим сетям строящегося города, что позволило намного удешевить стоимость строительства гражданских и промышленных сооружений.



# Телемеханизация в энергетических системах

Инж. Е. Д. Зейлидзон

Директивами XIX съезда партии по пятому пятилетнему плану развития СССР на 1951—1955 гг. поставлена в области электрификации задача — «приступить к внедрению телемеханизации в энергетических системах».

Энергетическая система состоит из электростанций, линий электропередачи и подстанций, связанных в одно целое общностью режима и непрерывностью процесса производства и распределения электроэнергии. Количество параллельно работающих электростанций в крупных энергосистемах доходит до десяти и более. Территориально они разделены десятками и сотнями километров. Совместная работа электростанций, электросетей и всей системы в целом не может осуществляться без единого, централизованного оперативного управления. Поэтому энергосистемы нуждаются в средствах контроля и управления на расстоянии как никакая другая отрасль производства.

В комплексе работ по внедрению передовой техники Министерством электростанций в последние годы параллельно с автоматизацией производственных процессов были развернуты работы по телемеханизации. Последние по своему техническому содержанию могут быть разделены на три категории: телемеханизация подстанций, телеуправление гидроэлектростанциями и телемеханизация диспетчерского управления энергосистемами.

В назначении этих работ следует различать два основных направления, неоднозначных по их технико-экономическому эффекту. Первым из них является повышение оперативности централизованного диспетчерского управления. Диспетчер получает возможность непосредственно контролировать работу энергосистемы по показаниям приборов телеизмерения и по действию телесигнализации. Он может шире, быстрее и точнее ориентироваться в положении. Кроме того, благодаря телеуправлению диспетчер может самостоятельно, без потери времени на переговоры осуществить наиболее важные операции.

В результате улучшается режим энергосистемы, повышаются надежность и экономичность работы, качество отпускаемой электроэнергии (частота, напряжение), ускоряется ликвидация аварий и нарушений, т. е. телемеханика дает возможность диспетчеру лучше и легче управлять энергосистемой.

Вторым направлением является повышение производительности труда за счет уменьшения численности обслуживающего персонала на телеуправляемых гидроэлектростанциях и подстанциях. В этом случае телемеханика по существу является дальнейшим развитием автоматики и

повышает ее эффективность. Высокая степень механизации электростанций и подстанций позволяет ограничить функции персонала контролем за работой оборудования и управлением производственным процессом. Автоматизация, являясь механизацией управления, еще больше облегчает труд. Основным становятся наблюдение, контроль за работой автоматизированного оборудования, и персоналу все меньше приходится вмешиваться в его работу. Телемеханика позволяет централизовать этот контроль и оставшиеся простые и относительно редкие операции управления.

Проведенные работы на большом числе объектов в ряде энергосистем позволили на практике убедиться в большом значении телемеханизации в деле повышения качества эксплуатации. Они дали возможность проверить положения, принятые в основу выбора средств и объектов телемеханизации, и накопить опыт по проектированию, выполнению и наладке устройств телемеханики.

В настоящее время телемеханизация в энергетике во все большем масштабе базируется на промышленное серийное производство специальной аппаратуры, в то время как ранее работы носили опытный, зачастую случайный характер, а аппаратура изготовлялась в единичных экземплярах, главным образом энергосистемами. Предприятиями Министерства электростанций налажен выпуск аппаратуры телеизмерения ближнего действия — выпрямительной системы и телеизмерения дальнего действия — частотной системы, аппаратуры телеуправления и телесигнализации на принципе время — распределительной системы; выпускаются высокочастотные посты телеизмерения и телемеханики, а также оборудование диспетчерских щитов и пультов.

Директивы XIX съезда партии обязывают критически оценить итоги выполненных работ и правильно наметить направление и принципы дальнейшего широкого внедрения телемеханизации в энергетических системах Советского Союза.

## Телемеханизация подстанций

Работы по телемеханизации подстанций были начаты позже других, но уже в настоящее время в ряде энергосистем на телеуправлении находится несколько десятков различных подстанций, а к концу 1955 г. количество таких подстанций будет измеряться сотнями.

Наличие чрезвычайно большого числа подстанций в электросетях энергосистем, в том числе подстанций с круглосуточным дежурством персонала, определяет исключительные перспективы и значение широкого развертывания их телемеханизации.

Надзор за оборудованием подстанций и ремонт его не требуют постоянного присутствия персонала. Включение и отключение линий и трансформаторов — обычно нечастые операции на подстанциях. Еще более редки переключения разъединителей и совсем как исключение имеют место случаи, когда такое переключение требуется произвести немедленно. После аварийного отключения выключателей работа линий и питание потребителей электроэнергией, если это оказывается возможным по условиям происшедшего нарушения, восстанавливаются автоматически действием АПВ и АВР. Даже линии, отключенные действием автоматов разгрузки по частоте, могут быть включены обратно автоматически после восстановления частоты частотным АПВ.

Осуществив телемеханизацию подстанции, можно не иметь на ней круглосуточного дежурства персонала. Для этого необходимо выполнить телеуправление основными (оперативными) или всеми выключателями, осуществить телесигнализацию телеуправляемых и всех остальных выключателей, снабженных релейной защитой, и телесигнализацию перегрузки трансформаторов. Кроме того, должны передаваться телесигнал перевода подстанции на местное управление прибывшим на нее персоналом и общий телесигнал нарушения нормальной работы подстанции.

Исходя из конкретных условий работы и значения подстанции, должна быть выявлена целесообразность телеизмерений напряжения, тока линий и трансформаторов (взамен телесигнализации перегрузки) и др. Телеизмерения, как правило, должны осуществляться не непрерывно, а по вызову, если это экономит каналы телемеханики и разгружает пункт управления, на котором в противном случае может оказаться чрезмерно много приборов телеизмерения.

При телемеханизации подстанций телеуправление ими осуществляется или с районного диспетчерского пункта (РДП), или путем кустования, когда с базисной подстанции, имеющей дежурный персонал, телеуправляется группа подстанций.

Если подстанция полностью обслуживается выездным персоналом и при ней нет «дежурства на дому», то взамен общего сигнала о нарушении следует иметь несколько дополнительных групповых телесигналов: сигнал появления «земли» на распределительном напряжении телеуправляемой подстанции; сигнал нарушения в сети оперативного тока (постоянного или переменного); сигнал нарушения цепей управления (контроль цепей должен быть релейным); сигнал действия устройств релейной защиты и автоматики (АПВ, АВР, ААРЧ); сигнал нарушения работы трансформаторов (повышение температуры масла, действие на сигнал газовой защиты).

Если на подстанции имеется персонал, осуществляющий «дежурство на дому», то эти телесигналы передавать на пункт управления не нужно, и они вполне заменяются дистанционной сигнализацией вызова персонала на подстанцию. В зависимости от размеров, мощности и оборудования подстанции местный персонал может, кроме надзора и переключений, осуществлять и ремонты. Опыт телемеханизации ряда подстанций

показывает, что персонал, численностью в 2—3 раза меньший, чем прежний штат работников, но несших круглосуточную вахту на щите управления, с учетом периодических осмотров и «дежурств на дому», имеет возможность выполнить больше работ по подстанции.

При увеличении числа телемеханизированных подстанций становится выгодным полностью централизовать все работы и осуществлять их вплоть до осмотров оборудования и уборки помещений и территории выездным персоналом. На практике имеют место и промежуточные решения. Так, в одной из энергосистем при каждой телемеханизированной подстанции живет один старший электромонтер, он же начальник подстанции, работающий по 8-часовому графику с выходным днем в воскресенье. В его обязанности входит надзор за состоянием оборудования, здания и сооружений, находящихся на территории, контроль за нагрузками в период утреннего и вечернего максимума, зарядка аккумуляторной батареи, а также участие в производстве операций по выводу в ремонт оборудования и линий в качестве контролирующего лица (вторым лицом является специально направляемый для этой цели монтер из района). Он же следит за исправностью ламп и предохранителей в цепях высокочастотной аппаратуры каналов телемеханики и производит единолично строго ограниченные операции по указанию дежурного техника базисной подстанции.

Решения о порядке обслуживания телемеханизированных подстанций должны приниматься в зависимости от конкретных местных условий — числа и расположения подстанций, их значения, расстояний и наличия средств сообщения между ними и районным пунктом управления. По мере накопления опыта будут найдены, конечно, наилучшие формы обслуживания.

Предстоит по-новому решить ряд вопросов организации эксплуатации подстанций — периодичности осмотров, техники безопасности при производстве переключений, ведения оперативно-технической документации, связи с потребителями и др.

Необходимо, чтобы уже в ближайшие годы вновь вводимые подстанции сооружались преимущественно как телеуправляемые, с «дежурством на дому» или с полностью централизованным обслуживанием. Поэтому перед проектными организациями стоит задача срочной разработки типовых проектов телемеханизированных подстанций. При этом должны быть полностью использованы возможности упрощения их, вытекающие из отсутствия постоянного дежурного персонала.

Телемеханизация подстанций не во всех случаях сопровождается снятием дежурного персонала. Примерами могут служить выполнение передачи на Центральный диспетчерский пункт (ЦДП) энергосистемы телеизмерений напряжения и перетоков мощности по линиям 110—220 кВ, телесигнализация положения основных, главным образом линейных выключателей, в отдельных случаях даже телеуправление несколькими выключателями, если это необходимо диспетчеру для предупреждения или ускорения ликвидации аварии. При этом не ставится

цель снять персонал с узловой ответственной подстанции, и такие работы являются элементом телемеханизации диспетчерского управления.

Выявилась также целесообразность частичной телемеханизации распределительных и трансформаторных пунктов кабельных сетей, вообще работающих без постоянного персонала. Обычно о погашениях диспетчеру сети сообщают сами потребители. С внедрением автоматического включения резервного питания подача электроэнергии восстанавливается настолько быстро, что потребитель не замечает переключения, и оно в ряде случаев выявляется только при очередном обходе. Естественно возникает необходимость выполнения простейшей телесигнализации о переключениях с этих пунктов диспетчеру сети, что позволит ускорить ликвидацию нарушения и тем самым дополнительно повысить надежность электроснабжения потребителей. Такие работы начаты в одной крупной кабельной сети и потребовали решения специфических технических задач, в частности обеспечения работы средств телемеханики через аппаратуру городских АТС.

При телемеханизации сетевых подстанций в качестве каналов телемеханики используются воздушные линии связи и высокочастотные каналы по проводам линий электропередачи 35—110 кв. Имеется успешный опыт одновременной работы телемеханики и связи по стальной цепи воздушной телефонной линии. В подтональной части спектра работает установка телеуправления телесигнализации, в тональной устройства телеизмерения и в надтональной телефонная связь с использованием установки ВЧР-50. Для высокочастотных каналов по линиям электропередачи используются посты телемеханики ТДО-52 и телефонной связи МВП-51.

Из очередных технических задач в области телемеханизации подстанций, кроме улучшения уже выпускаемой аппаратуры, следует назвать разработку простого способа связи с потребителями через телемеханизованную подстанцию, не имеющую персонала, и обеспечение надежного и недорогого электропитания средств телемеханики, особенно на подстанциях, работающих на переменном оперативном токе.

## Телеуправление гидростанциями

Автоматизированные гидростанции с агрегатами, управляемыми от одного командного импульса, с электрическими и гидромеханическими защитами, блокировками и сигнализацией легко поддаются телемеханизации. Вопреки имевшемуся несколько лет назад мнению, на телеуправление следует переводить практически почти все гидростанции, работающие в энергосистемах.

Мощность телеуправляемых гидростанций на 1 января 1952 г. составляла 27%, а к концу 1952 г. превысит 40% общей мощности гидростанций Министерства электростанций. В том числе 5 мощных гЭС телеуправляются на расстоянии 100—300 км.

Телемеханизируемые гидростанции можно разбить на две категории. Первая — это гидростанции, по своей мощности имеющие существенное значение для энергосистемы, играющие важную роль в покрытии графика нагрузки и особенно

частотно-регулирующие. Из-за большого числа мощных агрегатов и наличия обычно развитой подстанции с ответственными линиями 110—220 кв на них сохраняется дежурство на щите управления 2—3 чел., обслуживающих и подстанцию.

Возможность на своем пульте включать и отключать агрегаты, изменять отдаваемую мощность, включать, отключать или изменять уставки автоматических регуляторов частоты и мощности дает диспетчеру могучее средство лучше выдерживать режим энергосистемы, покрывать дефициты мощности и ликвидировать другие нарушения, не затрачивая при этом времени на телефонные переговоры с персоналом гЭС. При этом диспетчера незачем загружать излишними операциями управления и данными о состоянии оборудования гидростанции. На случай нарушений на самой гидростанции, а также при отказе телемеханического управления его может временно принять на себя персонал, находящийся на местном щите управления.

Для второй категории наиболее типичны небольшие гидростанции, близко расположенные друг от друга и работающие в каскаде, т. е. связанные единым водным режимом. В этом случае с одной из станций, являющейся базисной, осуществляется телеуправление остальными станциями каскада, которые могут работать «запертыми на замок», с «дежурством на дому» или только с периодическими осмотрами в зависимости от расстояния и средств сообщения.

Возможны и другие варианты такого районного телеуправления небольшими и средними гидростанциями, например с районного диспетчерского пункта, с близко расположенной тепловой электростанции (так уже работает одна гЭС на Урале) или узловой подстанции. Это имеет преимущество и с точки зрения диспетчерского управления энергосистемой, так как уменьшает число объектов, которыми управляет диспетчер. Например, каскадом гЭС он может управлять как одной станцией.

В объем телемеханизации гидростанции целесообразно включить: непрерывное телеизмерение суммарной активной мощности, телеизмерение по вызову суммарной реактивной мощности и уровня верхнего, а иногда и нижнего бьефов гидростанции; телеуправление пуском и остановкой гидроагрегатов, изменением активной и реактивной мощности, включением и отключением автоматических регуляторов частоты и мощности и изменением их уставок, телеуправление выключателями основных линий, трансформаторов, междушинными и секционными; телесигнализация положения телеуправляемых выключателей и выполнения всех телеуправляемых операций; телесигнализация о нарушениях и о переводе гЭС на местное управление. Вопрос о телеизмерениях напряжений и частоты следует решать в зависимости от положения гЭС в энергосистеме.

При работе гидростанции без дежурного персонала объем телемеханизации несколько увеличивается за счет расширения предупредительной и аварийной сигнализации, телеуправления оперативными щитами и затворами, дополнительных

телеизмерений, например мощности отдельных агрегатов.

Из ведущихся в настоящее время работ очень важной является разработка автооператора для гидростанций с числом агрегатов больше двух, который позволял бы с помощью телеуправления регулировать мощность электростанции в целом, а не отдельных агрегатов и блоков.

### **Телемеханизация диспетчерского управления энергосистемами**

В 1950 г. была осуществлена телемеханизация диспетчерского управления Узбекской энергосистемы, в 1951 г. — 1-я очередь Киевской, в 1952 г. заканчиваются работы еще в четырех энергосистемах, включая работы 1-й очереди по Московской и Днепровской энергосистемам. Начаты работы во многих других энергосистемах, в том числе в Ленинградской и в энергосистемах Юга, Урала и Кузбасса.

Опыт показывает, что современной большой энергосистемой (а тем более объединенными энергосистемами) нельзя удовлетворительно управлять из единого центра при помощи только телефонной связи. В моменты же аварий или нарушений возможны случаи, когда диспетчер теряет ориентировку в происходящем или будет введен в заблуждение поступающими в это время многочисленными сообщениями.

Для правильной ориентировки и быстрого осуществления решений требуется, чтобы мнемосхема диспетчерского щита и приборы пульта управления отражали состояние энергосистемы на данное время и указывали немедленно все происходящие изменения. Однако необходимо умело выбрать объем телемеханизации. Если диспетчеру дать слишком много сигналов и показаний приборов (например, о положении в распределительной сети, на собственных нуждах электростанций и т. д.), то он может не заметить главного, требующего немедленного вмешательства для управления положения.

При определении объема телемеханизации необходимо исходить из конкретных условий. Так, например, в одной энергосистеме с двумя электростанциями телеизмерение давления пара помогло диспетчеру предотвратить отключение потребителей. На основе показаний телеманометра он дал указание другой электростанции подготовиться к приему дополнительной нагрузки, до того как выяснилось, что на первой станции персонал, несмотря на все принятые меры, вынужден отключить котел. Однако для энергосистемы с большим числом станций передавать на ЦДП давление пара, как правило, не нужно, так как в ней внезапное снижение мощности одной из электростанций не вызывает серьезного нарушения режима энергосистемы.

Для правильного определения объема телемеханизации диспетчерского управления необходимо учесть и тщательно взвесить все конкретные условия, имея в виду, что речь может идти не только о больших излишних затратах, но и о том, насколько легко и безошибочно смогут работать дежурные диспетчеры. Именно в этой области часто допускаются ошибки и идут споры, основанные на умозрительных доводах.

В одном из проектов для сведения и ориентировки персонала была предусмотрена обратная передача суммарной мощности энергосистемы на каждую из электростанций. Так как знание персоналом электростанции нагрузки энергосистемы в данный момент и тенденции к ее изменению могло порой помешать диспетчеру при переговорах и даче указаний, было предусмотрено специальное устройство, позволяющее диспетчеру преднамеренно исказить показания, посылаемые на ту или иную электростанцию. Иначе как вредным формалистическим измышлением эту затею назвать нельзя.

В другом проекте было предусмотрено выполнение дополнительно телеграфной связи с объектами с установкой на них буквопечатающих аппаратов, приспособленных для автоматической записи — на случай временного отсутствия персонала на щите управления. Явное излишество, особенно если учесть, что всегда имеется возможность вызвать к телефону персонал, не только находящийся где-либо на электростанции, но и дежурящий на дому.

Или, например, предусматривается в проекте усложнение приемной аппаратуры телеизмерения реактивной мощности для суммирования ее на ЦДП, хотя такое суммирование ничего не дает диспетчеру; он должен знать, где у него имеются резервы реактивной мощности.

В объем телемеханизации диспетчерского управления должны входить непрерывные телеизмерения суммарной мощности электростанций, исключая мелкие, мощность которых при воспроизведении суммарной мощности энергосистемы может добавляться с помощью несложного приспособления вручную; телеизмерение по вызову реактивной мощности, так как его не надо суммировать на ЦДП, а также несколько телеизмерений с узловых точек сети перетоков мощности по линиям, напряжений и частоты (по вызову, на случай разделения энергосистемы). Телесигнализация положения выключателей основной сети должна отражаться автоматически на диспетчерском щите одновременно с общим сигналом «переключение—нарушение», привлекающим внимание к планшету соответствующей станции или подстанции. Как уже указывалось, на ЦДП должно выноситься телеуправление значительными по мощности гидростанциями и отдельными выключателями сети.

Большой и серьезной проблемой является расширение области применения средств телемеханики для целей автоматического регулирования частоты и мощности в больших энергосистемах, когда это регулирование уже не может обеспечить одна, даже наиболее мощная электростанция.

Ответственным и значительным по стоимости является оборудование диспетчерского пункта — щит, пульт, коммутатор, регистрирующие приборы, звукозаписывающие аппараты и пр.

Из двух используемых принципов исполнения щитов — светового и мимического — большинство энергосистем пока отдает предпочтение второму. В изготовлении мимический щит проще светового и при соответствующих размерах символов достаточно нагляден. Однако при нем требуется боль-

ше ручных операций. При световом принципе положение выключателей на схеме сигнализируется красным и зеленым светом, положение разъединителей — меньшими, но не окрашенными лампочками. Состояние несоответствия освещения символа действительному положению выключателя указывается мигающим светом. Только после квитирования пришедшего телесигнала мигание прекращается вручную диспетчером и цвет символа выключателя меняется на соответствующий новому положению. Ориентироваться по схеме можно только при зажженных сигналах (при погашенной схеме пришедший телесигнал автоматически зажигает освещение соответствующего планшета электростанции или подстанции). Сигналы положения разъединителей и нетелесигнализируемых выключателей на таком щите задаются с пульта оператора.

При мимическом принципе мнемоническая схема все время соответствует действительной благодаря нормальному положению символов без какого-либо подсвечивания. Лампочка загорается и соответствующий символ выключателя начинает светиться только при появлении телесигнала (положение несоответствия) и гаснет после того, как символ вручную или с помощью миниатюрного электромагнитного привода переведен в новое положение, т. е. пришедший сигнал замечен диспетчером и сквитирован. Символы разъединителей переставляются только вручную. Стоимость мимического щита в заводском исполнении в зависимости от размеров энергосистемы составляет 50—150 тыс. руб. Световой щит был бы дороже примерно в 1½ раза, а при индивидуальном изготовлении он обходится дороже в 5—8 раз.

Конструкция диспетчерского щита обязательно должна быть секционированной, чтобы в процессе развития энергосистемы имелась возможность изменять основную схему — перемещать планшеты электростанций и подстанций, изменять мнемоническую схему. В этом отношении световой щит вследствие наличия оптических символов и более развитой электропроводки труднее выполнить из небольших элементов, приспособленных к таким изменениям.

Для сравнительной оценки обоих принципов выполнения диспетчерских щитов — светового и мимического, нужно учесть еще следующие обстоятельства. Наличие непрерывного освещения большого числа символов щита не может не действовать раздражающе на глаза диспетчера. Обычно он старается в спокойной обстановке держать щит погашенным, представляя себе действительную схему энергосистемы по памяти. Для управления сигнализацией такого щита требуется

дополнительное, довольно сложное устройство — пульт оператора.

Общее количество возможных световых сигналов на мимическом щите в несколько раз меньше, так как не освещаются все разъединители и нетелесигнализируемые выключатели. При появлении телесигналов нет раздражающего мигающего освещения. Диспетчер может легко ориентироваться по схеме, даже и в случае задержки квитирования пришедших сигналов.

В качестве каналов телемеханики диспетчерского управления используются высокочастотные посты для работы по линиям электропередачи, аппаратура тонального телеграфирования и различные типы линейных частотных фильтров, в частности применяемые для фототелеграфирования по проводным линиям связи. На небольшие расстояния и на подходах к ЦДП применяется кордельный кабель, причем с целью экономии в нем жил используется уплотнение с помощью высокочастотных и тональных постов. Для больших расстояний стоит задача использования в качестве каналов связи, телемеханики, а возможно и защиты радиорелейных линий.

Важнейшей задачей является улучшение конструкции и качества выполнения выпускаемых диспетчерских щитов и ответственной миниатюрной аппаратуры для них (ключей, кнопок и т. д.). Требуется улучшить качество и расширить номенклатуру выпускаемых установок телеуправления — телесигнализации по напряжению и емкости, обеспечить в них каналы непрерывного регулирования и возможность ретрансляции сигналов, например с подстанций на РДП, а далее на ЦДП. Необходимо заводу-изготовителю установок телеуправления поставлять комплектно и панели реле-повторителей, которые большей частью приходится пока собирать на месте. Также следует усовершенствовать и выпускаемую аппаратуру телеизмерения. Эти и другие подобные вопросы, направленные на повышение надежности и бесперебойности работы средств телемеханики, безусловно, могут быть решены в ближайшее время.

Серьезной задачей является разработка телемеханической и высокочастотной аппаратуры по специальным требованиям для дальних линий электропередачи 400 кВ, сооружение которых уже начато.

Широкое внедрение, полное освоение и эффективное использование имеющихся и вводимых средств телемеханики в энергетических системах, а также на гидроэлектростанциях и дальних линиях электропередачи великих строек коммунизма послужат делу развития и дальнейшего технического совершенствования советской энергетики.



# Плавка гололеда на линиях электропередачи 35—110 кВ с помощью реактора

Канд. техн. наук Г. Б. Якуша

Наиболее эффективным практическим способом для удаления гололеда на высоковольтных линиях электропередачи в сильно гололедных районах является обогрев проводов электрическим током промышленной частоты.

Применение для этой цели токов высокой частоты или постоянного тока, хотя в принципе и возможно, но практически весьма затруднительно, а сами устройства дороги.

В настоящее время известно несколько методов плавки гололеда токами промышленной частоты: включение закороченной с одного конца линии на напряжение, меньшее эксплуатационного; встречное включение фаз; пофазный обогрев с работой линии по двум фазам; перераспределение нагрузки с помощью выделения отдельных генераторов для работы на обогреваемую линию и др. В зависимости от местных условий любой из этих методов может дать требуемый положительный эффект. Однако до сего времени методов обогрева для радиальных линий без их отключения или отключения отдельных фаз не было.

Ниже описывается разработанный автором метод плавки с помощью реактора, имеющий ряд преимуществ по сравнению с обычно применяемыми.

## Принцип и режим работы схемы плавки

Сущность предлагаемого метода состоит в получении дополнительного тока плавки путем поочередного замыкания на землю фаз обогреваемой линии через реактор (рис. 1). Нейтраль силовых трансформаторов на подстанции, где подключается реактор, разземлена, а с противоположной стороны обогреваемой линии — заземлена наглухо.

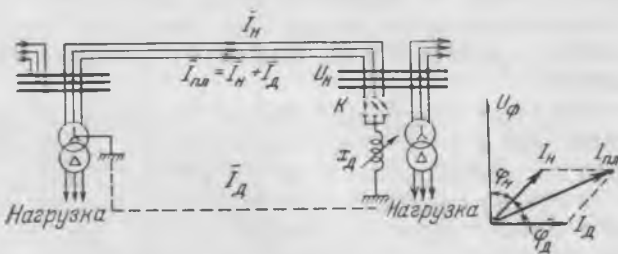


Рис. 1. Принципиальная схема плавки гололеда с помощью реактора.

Индуктивное сопротивление реактора  $x_0$  подбирается такой величины, чтобы суммарный ток в обогреваемой фазе линии был достаточным для плавки гололеда, т. е.

$$\bar{I}_{пл} = \bar{I}_н + \bar{I}_0, \quad (1)$$

где  $\bar{I}_н$  — вектор тока нормальной нагрузки линии;

$\bar{I}_0$  — вектор дополнительного тока, равный току короткого замыкания через индуктивное сопротивление  $x_0$ .

Если линия соединяет два источника питания большой мощности, то необходимая величина  $x_0$  будет при этом приближенно определяться как

$$x_0 = \frac{U_n - I_0 \cdot x_0}{3I_0}, \quad (2)$$

где  $U_n$  — напряжение в месте присоединения реактора до режима короткого замыкания;

$x_0$  — результирующее индуктивное сопротивление нулевой последовательности участка сети, в котором протекает ток нулевой последовательности.

При коэффициенте мощности нагрузки, передаваемой обогреваемой линией, равном  $\cos \varphi = 0,8$ , сдвиг между токами  $\bar{I}_н$  и  $\bar{I}_0$  будет  $\varphi_0 \approx 53^\circ$ . Загрузка трансформаторов с заземленной нейтралью определяется как током нагрузки потребителей, так и дополнительным током  $I_0$ . При этом дополнительная нагрузка

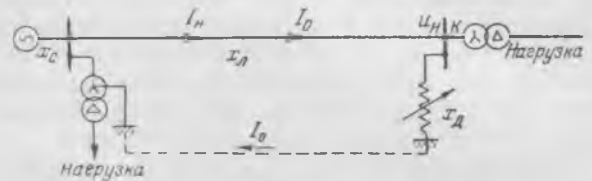


Рис. 2. Принципиальная схема плавки гололеда для радиальной линии.

трансформаторов будет главным образом однофазная, кратковременная, в период низких наружных температур, т. е. в условиях, облегчающих перегрузку трансформаторов.

Для радиальной линии, когда индуктивное сопротивление  $x_0$  включено на ее конце (рис. 2), необходимое дополнительное индуктивное сопротивление определится по выражению

$$x_0 = \frac{U_n(1 + c_1^2 + c_2^2) - I_0(x_1 + x_2 + x_0)}{3I_0}, \quad (3)$$

где  $c_1^2$  и  $c_2^2$  — коэффициенты распределения индуктивного сопротивления в левой части схемы, считая от точки К;

$x_1, x_2, x_0$  — результирующие индуктивные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательностей схемы замещения.

Изменяя сопротивление реактора  $x_0$  при одних и тех же параметрах системы, можно подобрать желательную величину дополнительного тока  $I_0$ . В режиме плавки асимметрия напряжений у потребителя не превышает 5%, а асимметрия токов — 15%.

Индуктивное сопротивление  $X_d$  реактора при обогреве сталеалюминиевых проводов для практически применяемых сечений находится в пределах 25—100 *ом* для сети 35 *кв* и 50—200 *ом* для сети 110 *кв*.

Как правило, наличие асимметрии при токах плавки для современных систем не является препятствием для применения рекомендуемой схемы.

Для замыкания тока через землю устройства дополнительных заземляющих контуров не требуется, так как для этого могут использоваться подстанционные заземлители, которые удовлетворяют всем требованиям при наибольших токах в земле, имеющих место во время плавки.

Релейная защита обогреваемого участка сети, естественно, должна обеспечить правильное отключение всевозможных видов повреждений при их возникновении во время обогрева. Если защита выполнена в соответствии с «Руководящими указаниями по релейной защите», то для сети с заземленной нейтралью она удовлетворяет поставленным требованиям. При этом необходимо лишь исключить действие защит, реагирующих на протекание токов нулевой последовательности во время обогрева. Что же касается сети, работающей нормально с изолированной нейтралью (обычно сеть 35 *кв*), то необходимо предусмотреть на время плавки защиту всех трех фаз от однофазных коротких замыканий.

Протекание токов в земле во время обогрева отрицательно сказывается на близко расположенные линии связи и сигнализации.

Так как токи плавки значительно меньше токов короткого замыкания, их опасное влияние на установки связи соответственно меньше; с этой точки зрения нормально спроектированная защита линий связи должна быть достаточной. Основными вопросами являются поэтому мешающие влияния, на которые должны быть проверены линии связи, проходящие поблизости от обогреваемой линии.

## Основные параметры реактора

Пропускная мощность реактора определяется как

$$P_p = I_p \cdot U_p = 3I_0 U_p, \quad (4)$$

где  $U_p$  — рабочее напряжение на реакторе;  
 $I_p = 3I_0$  — ток, протекающий через реактор во время плавки.

По сравнению с обычными силовыми трансформаторами данные реакторы допускают значительно большую перегрузочную способность, так как находятся в работе непродолжительное время. Поэтому вопрос износа изоляции для реактора не имеет решающего значения и он может допускать нагрузку, в 3—4 раза большую, чем обычные силовые трансформаторы. В связи с этим, типовую мощность однофазного трансформатора, эквивалентную мощности реактора, можно считать меньшей также в 3—4 раза. При этом габарит, общий вес и стоимость реактора будут меньше однофазного трансформатора эквивалентной мощности ввиду наличия только одной обмотки, отсутствия радиаторов и ряда конструктивных упрощений.

Для регулирования индуктивности реактора предусматриваются ответвления. Наличие 3—5 ответвлений может обычно обеспечить требуемую регулировку.

Основные параметры реактора для наименьших и наибольших марок проводов для средних эксплуатационных длин линии приведены в таблице.

Если реактор имеет стальной сердечник, то протекающий через него ток определяется известным выражением для реактивной слагающей тока холостого хода трансформатора

$$I_0 = I_\mu = \frac{\Sigma I_\mu a w + \Sigma 0,8B \delta}{k \cdot \sqrt{2n}}, \quad (5)$$

где  $\Sigma I_\mu a w$  — сумма ампервитков, необходимых для преодоления магнитного сопротивления стали магнитопровода;  
 $\Sigma 0,8B \delta$  — то же, воздушного зазора величиной  $\delta$ ;

$k$  — коэффициент, учитывающий наличие гармонических в кривой намагничивающего тока;

$n$  — число витков, определяемое из уравнения э. д. с.,

$$n = \frac{U \cdot 10^8}{4,44 f \cdot S B}. \quad (6)$$

При магнитной индукции  $B = 18\,000$  *гс* и сечении сердечника магнитопровода  $S = 1\,000$  *см*<sup>2</sup>, количество витков реактора будет  $n = 500$  для 35 *кв* и  $n = 1\,500$  для 110 *кв*.

Подбором воздушного зазора  $\delta$  магнитопровода можно получить требуемую величину тока.

При изготовлении реактора без стального сердечника требуемая величина индуктивности опре-

Параметры реактора	Номинальное напряжение линии, <i>кв</i>			
	35		110	
	радиальная	транзитная*	радиальная	транзитная
Номинальное напряжение, <i>кв</i> . . . . .	22	22	65	65
Номинальный ток, <i>а</i> . . . . .	140—380	400—940	250—540	680—1 300
Мощность, тыс. <i>кв</i> а . . . . .	1,5—4	4—10	8—17	20—40
Эквивалентная мощность однофазного трансформатора, тыс. <i>кв</i> а . . . . .	0,5—1,0	1—3	2,5—5	7—14

\* Верхний предел мощности соответствует максимальным сечениям проводов при наличии очень мощных электростанций со стороны конца линии с реактором.

деляется в функции его геометрических параметров по следующей формуле<sup>1</sup>:

$$L_p = \frac{x_d}{w} \cdot 10^3 = 10,5n^2 \left(\frac{D}{B}\right) k \cdot 10^{-6} \text{ мГн}, \quad (7)$$

где  $D$  — средний диаметр обмотки, см;  
 $B$  — периметр обмотки, см;  
 $n$  — число витков обмотки;  
 $k$  — коэффициент степени, который для нашего случая равен  $3/4$ .

Теоретически наиболее экономичной является обмотка, высота и ширина которой составляют примерно треть ее среднего диаметра.

Проведенные расчеты показали, что предпочтительнее изготовление реакторов без стали, хотя в этом случае необходимо предусмотреть магнитный экран.

В обоих вариантах обмотка реактора помещается в защитный кожух с маслом. В зависимости от типа выводов реакторы могут устанавливаться в открытой или закрытой части распределительных устройств.

### Организация проведения плавки

Практические схемы обогрева с помощью реактора в зависимости от схемы подстанции показаны на рис. 3.

Подключение реактора к обогреваемой линии осуществляется через три однополюсных разъединителя и однополюсный выключатель (рис. 3,а). При наличии на подстанции шиносоединительного выключателя надобность в этом дополнительном оборудовании отпадает. Для присоединения реактора к заземляющему контуру предусматривается однополюсный разъединитель. Такой же разъединитель должен иметься и в нуле трансформатора, который работает во время плавки с заземленным нулем.

При плавке на кольцевых или радиальных двухцепных линиях величина дополнительного тока по сравнению с одиночной радиальной линией возрастает из-за отсоса его параллельными ветвями сети. Однако во многих случаях имеется практическая возможность перевести обогреваемую линию на радиальную схему работы на срок, необходимый для плавки. На рис. 3, б и в приведены схемы плавки для радиальных двухцепных линий. Эти же схемы пригодны и для линий с двусторонним питанием.

Когда на приемной подстанции имеется двойная система шин и шиносоединительный выключатель, то обогреваемая линия вместе с реактором переводится на резервную систему шин (рис. 3,б). Во время плавки шиносоединительный выключатель нормально отключен. Если же по каким-либо причинам отключается работающая линия, то шиносоединительный выключатель автоматически включается и этим самым подхватывается питание нагрузки подстанции.

На рис. 3,в показана схема подключения реактора на приемной подстанции со схемой мостика. Обогреваемая линия остается в работе, а отсос дополнительного тока плавки второй линией не-

<sup>1</sup> А. А. Глазунов, Электрическая часть станций и подстанций, Госэнергоиздат, 1951.

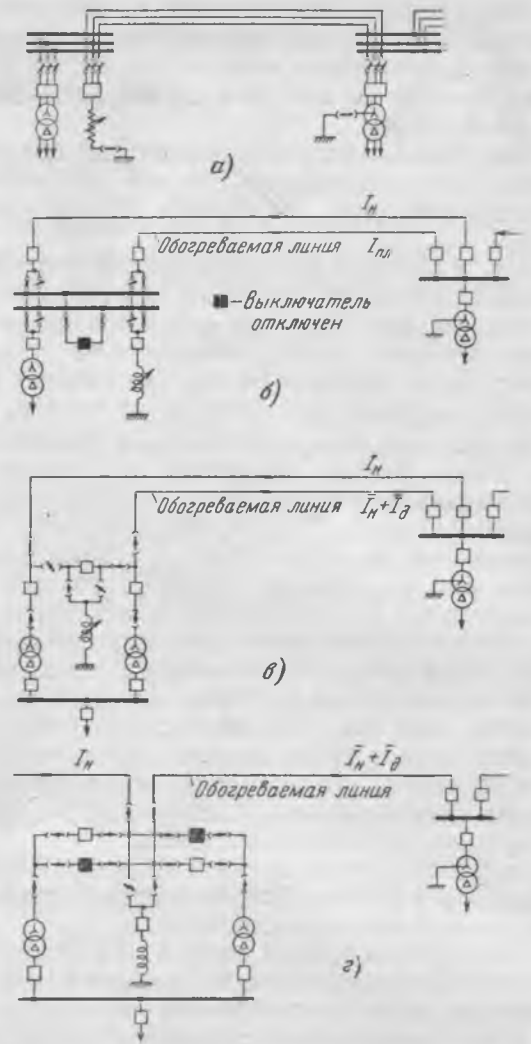


Рис. 3. Схемы подключения реактора для плавки гололеда в зависимости от схемы подстанции.

а — плавка при отсутствии на подстанции шиносоединительного выключателя; б — плавка на одной цепи двухцепной радиальной линии при двойной системе шин приемной подстанции; в — плавка на одной цепи двухцепной радиальной линии со схемой мостика приемной подстанции; г — плавка на линии со схемой многоугольника приемной подстанции.

значительный, так как в шунтирующую ветвь входят индуктивные сопротивления двух трансформаторов. Необходимо в отдельном выключателе для реактора отпадает благодаря возможности использовать выключатели переключки.

При наличии на приемной подстанции схемы многоугольника (рис. 3,г) режим плавки будет аналогичен предыдущему. В этом случае многоугольник размыкается двумя соответствующими выключателями.

На составление схемы плавки понадобится в среднем 10—15 мин. Это время вполне достаточно для своевременного начала плавки, учитывая, что продолжительность образования отложенных опасных размеров в различных районах колеблется от нескольких часов (4—5) до нескольких суток.

Основные оперативные указания по проведению плавки необходимо заранее предусмотреть в специально составляемой инструкции, которая должна быть проработана с эксплуатационным персоналом.

## Результаты испытаний схемы с реактором

Предложенная схема плавки с помощью реактора была испытана в одном из сетевых районов (рис. 4).

Требуемый реактор изготовлен силами ремонтного завода энергосистемы<sup>2</sup>. Реактор представляет собой индукционную катушку без стального сердечника, состоящую из 580 витков сечением  $2 \times 10,75 \times 2,25$  мм, намотанных на изоляционный цилиндр диаметром 57,5 см. Наружный диа-

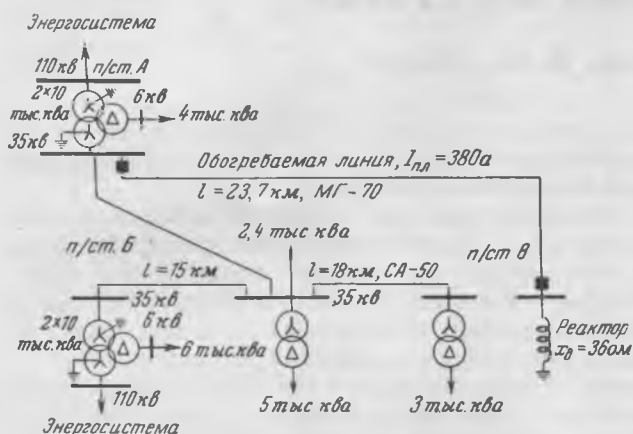


Рис. 4. Схема сети района, при которой производились опыты плавки.

метр катушки 74 см, а ее высота 100 см. Номинальный ток реактора — 360 а, индуктивное сопротивление — 36 ом, изоляционное напряжение 35 кВ. Магнитный экран выполнен из медных шин. Охлаждение естественное, масляное.

Обогревались провода радиальной линии 35 кВ длиной 23,7 км на металлических опорах, с горизонтальным расположением проводов М-70 и с тросовыми подходами к подстанциям (рис. 4). Линия находилась под напряжением 35 кВ от подстанции А и ее фаза закорачивалась через реактор на подстанции В.

Реактор подключался к заземляющему контуру подстанции с сопротивлением 0,3 ом. Сопротивление заземляющих контуров подстанции А и В равны 0,18 и 0,20 ом соответственно.

Параллельно испытываемой линии на всем ее протяжении проходят селекторная и хозяйственная двухпроводные линии связи.

При полностью включенных витках реактора фактический ток плавки, протекавший по обогреваемой фазе, равен 380 а, при расчетном—360 а.

Влияние тока плавки на изменение напряжений на шинах 6—35 кВ и токораспределение нагрузок потребителей всех подстанций района по щитовым приборам не отмечено. Также не отмечено влияние тока плавки на изменение напряжений и токораспределение в сети 110 кВ, не говоря уже о том, что эксплуатационный персонал электростанций не обнаружил асимметрии токов генераторов системы.

<sup>2</sup> В конструировании и изготовлении реактора по заданным автором условиям принимали участие инженеры завода Г. Ш. Юровский, И. О. Иванов и В. А. Глейзер.

В случае заземления нейтралей обмоток 35 кВ трансформаторов подстанции В происходит отсос тока через нейтраль этих трансформаторов, равный 60 а, что составляет 16% от тока плавки.

При прохождении тока плавки пользоваться селекторными линиями связи из-за больших шумов не представилось возможным. Работа хозяйственной двухпроводной линии связи оказалась возможной, несмотря на наличие шума. Следует отметить, что никаких специальных мер для уменьшения помех не принималось.

В связи с полным подтверждением практической возможности осуществления плавки гололеда с помощью реактора решено приступить к оборудованию такими реакторами дополнительно двух радиальных линий электропередачи 35 кВ.

## Выводы

1. На основании произведенных исследований и опытной проверки можно считать, что замыкание через реактор является простым и дешевым методом плавки гололеда. В противоположность ранее известным способам плавка с реактором не требует вывода из работы обогреваемой линии или ее отдельных фаз, что особенно ценно для бесперебойного электроснабжения потребителей, питающихся по одиночным радиальным линиям.

2. Наиболее простым в изготовлении для электросетей 35 и 110 кВ является реактор без стального сердечника, который может быть легко изготовлен силами ремонтного завода энергосистемы.

3. Связанные с режимом плавки вопросы асимметрии токов и напряжений, правильной работы релейной защиты, дополнительной загрузки оборудования, режима работы нейтралей обмоток трансформаторов и др. не являются препятствием для применения предложенной схемы в сетях современных энергосистем.

Надежная работа линий связи при надобности может обеспечиваться принятием мер защиты от влияний токов асимметрии<sup>3</sup>.

4. Наличие простого и надежного метода плавки гололеда позволяет поставить на обсуждение вопрос о возможности снижения расчетных нагрузок от гололеда для линий, питающих потребителей второй и третьей категорий. После накопления опыта возможно распространение этого снижения и на более ответственные линии.

Впервые на такую возможность снижения стоимости сооружения линий для гололедных районов указал проф. В. В. Бургсдорф<sup>4</sup>.

Принятие меньших расчетных нагрузок снижает стоимость сооружения линий при выборе, например, второго вместо четвертого района гололедности, на 15—30%.

<sup>3</sup> Материалы по однофазному управлению, автоматическому повторному включению (ОАПВ) и ремонту высоковольтных линий электропередачи, МЭС СССР, Техническое управление, Госэнергоиздат, 1946.

<sup>4</sup> В. В. Бургсдорф, Сооружение и эксплуатация линий электропередачи в сильно гололедных районах, Госэнергоиздат, 1947.

# Определение располагаемой мощности трансформаторов при несимметричных нагрузках

Инж. М. Е. Сыркин и инж. Л. М. Шницер

В наших энергосистемах в ряде случаев применяются, как временные или постоянные, несимметричные режимы нагрузки. При таких режимах пропускная способность симметричных трехфазных элементов обычно не доиспользуется. В частности, в трехфазных трансформаторах пропускная (или располагаемая) мощность при несимметричной нагрузке до сих пор используется неполностью, так как их предельная нагрузка, как правило, определяется условием равенства тока наиболее загруженной фазы (фазной обмотки) номинальному току [Л.1].

Действительно, количество тепла, выделяющегося в этом случае в наиболее загруженной фазе, такое же, как при номинальной симметричной нагрузке. Однако общее количество тепла, выделяющегося в трансформаторе, меньше. Следовательно, нагрев наиболее загруженной фазы ниже, чем при симметричной номинальной нагрузке. Инструктивные материалы [Л. 2] отмечают недоиспользование по нагреву трехфазных трансформаторов при несимметричной нагрузке (и принятом методе определения предельной нагрузки), но не указывают, как количественно оценить остающийся при этом запас располагаемой мощности.

В последнее время опубликована работа А. А. Иногорова, посвященная определению рассматриваемого запаса располагаемой мощности трансформаторов [Л.3]. Автор этой работы детально исследовал механизм тепловых явлений в масляном трансформаторе и разработал методику определения располагаемой мощности трехфазных трансформаторов при несимметричной нагрузке, предназначенную для подсчета этой величины с большой степенью точности. Эти достоинства работы неизбежно привели к известной сложности предложенной методики, требующей, в частности, экспериментального определения специальных тепловых коэффициентов трансформатора, в связи с чем она не всегда сможет удовлетворить повседневным запросам практики эксплуатации и проектирования.

Способ решения той же задачи, излагаемый ниже, не требует проведения специальных экспериментов. Параметры теплового режима трансформатора при данной несимметричной нагрузке определяются не в результате его теплового расчета для этой нагрузки, а в результате исследования тех изменений, которые вносит дан-

ная несимметричная нагрузка в известные параметры теплового режима трансформаторов при номинальной нагрузке.

В основу анализа кладется известное положение [Л. 3, 4], что в масляных трансформаторах в установившемся режиме превышение температуры обмотки  $\tau_1$  над температурой масла зависит только от количества тепла, выделяющегося в данной обмотке (независимо от нагрева других обмоток и магнитопровода), а превышение температуры масла  $\tau_2$  над температурой охлаждающей среды зависит от общего количества тепла, выделяющегося во всех обмотках и в стали трансформатора.

Превышение температуры обмотки над температурой охлаждающей среды есть, очевидно,

$$\tau = \tau_1 + \tau_2. \quad (1)$$

При симметричной номинальной нагрузке равенство (1) имеет место для всех трех фаз и может быть представлено:

$$\tau_n = \tau_{1n} + \tau_{2n}. \quad (1a)$$

При несимметричной нагрузке и токе наиболее загруженной фазы, равном номинальному, имеем для этой фазы:

$$\tau_1 = \tau_{1n}, \quad \tau_2 < \tau_{2n} \quad \text{и} \quad \tau = \tau_1 + \tau_2 < \tau_n.$$

Ввиду этого можно, не нарушая норм нагрева ( $\tau = \tau_n$ )\* и не увеличивая износа изоляции наиболее загруженной фазы по сравнению с нормальным, повысить нагрузку трансформатора так, чтобы иметь:

$$\tau_1 + \tau_2 = \tau_n, \quad (2)$$

причем

$$\tau_1 > \tau_{1n}, \quad \text{а} \quad \tau_2 < \tau_{2n}.$$

Здесь и в дальнейшем обозначения без индекса  $n$  относятся к режиму повышенной нагрузки, причем индекс 1 относится к наиболее загруженной фазе.

В соответствии с сформулированным выше основным положением можно написать (приняв для упрощения и ради осторожности, что нагрев

\* По нашим стандартам нормируется превышение температуры обмотки над температурой охлаждающей среды.

обмотки прямо пропорционален потерям) следующие два соотношения:

$$\tau_1 = \tau_{1n} \frac{I^2}{I_M^2}; \quad \tau_2 = \tau_{2n} \frac{P_M + P_c}{P_{MN} + P_{cн}}, \quad (3)$$

где  $I$  — ток наиболее нагруженной фазы (в режиме повышенной нагрузки);

$P_M$  — потери в меди всех обмоток;

$P_c$  — потери в стали.

Из уравнений (2) и (3) получаем основное уравнение:

$$\tau_{1n} \frac{I^2}{I_M^2} + \tau_{2n} \frac{P_M + P_c}{P_{MN} + P_{cн}} = \tau_n. \quad (4)$$

Обозначив

$$\frac{I}{I_M} = K \quad (5)$$

и вводя

$$\xi = \frac{\tau_{1n}}{\tau_n} \quad \text{или} \quad 1 - \xi = \frac{\tau_{2n}}{\tau_n}, \quad (6)$$

получим вместо (4):

$$\xi K^2 + (1 - \xi) \frac{P_M + P_c}{P_{MN} + P_{cн}} = 1. \quad (7)$$

Для определения  $K$  выразим потери в трансформаторе  $P = P_M + P_c$  при несимметричном режиме и повышенной загрузке как функцию от  $K$ .

Будем исходить из режима несимметричной нагрузки между фазами, но уравновешенной на каждой фазе. Другими словами, принимаем, что (как это и бывает в практических условиях эксплуатации) схема соединения обмоток и схема включения нагрузок исключают возможность появления неуравновешенного тока нулевой последовательности в какой-либо из обмоток.

Припишем фазам индексы I, II, III в зависимости от величины нагрузки данной фазы в рассматриваемом несимметричном режиме, так что  $I_I > I_{II} > I_{III}$ .

Пусть далее:

$$\frac{I_{II}}{I_I} = \alpha_{II} < 1 \quad \text{и} \quad \frac{I_{III}}{I_I} = \alpha_{III} < 1.$$

В соответствии с обозначением (5) потери в меди при несимметричном режиме в случае двухобмоточного трансформатора выражаются:

$$P_M = \frac{K^2}{3} (1 + \alpha_{II}^2 + \alpha_{III}^2) P_{MN}$$

или

$$P_M = K^2 A P_{MN},$$

где

$$A = \frac{1}{3} (1 + \alpha_{II}^2 + \alpha_{III}^2). \quad (8)$$

Заметив, что без сколько-нибудь ощутительной погрешности можно принять  $P_c = P_{cн}$  и выразив  $P_c$  через  $P_M$ , пользуясь известным для каждого трансформатора (из протокола испыта-

ния) отношением  $\frac{P_{MN}}{P_{cн}} = a$ , выводим из формулы (7):

$$K = \sqrt{\frac{a + \xi}{(a + 1)\xi + a(1 - \xi)A}}. \quad (9)$$

В случае трехобмоточных трансформаторов формула (9) несколько усложняется. Дело в том, что и в симметричном режиме при данной (в частности, номинальной) нагрузке первичной обмотки нагрузка между вторичными обмотками может распределяться различно: при этом суммарные потери  $P_M$  также будут различны, отличаясь от максимально-возможных потерь  $P_{MN}$ , на которые рассчитывается трансформатор. Ввиду этого, для того чтобы выразить потери в меди при несимметричном режиме соотношением, аналогичным формуле (8), необходимо прежде всего выразить потери  $P_M$  при симметричном режиме через  $P_{MN}$  в функции от распределения нагрузки между вторичными обмотками. Установим это выражение.

Номинальные мощности обмоток среднего и низшего напряжений по отношению к номинальной мощности стандартного трансформатора, принятой за 1, выражаются, как известно, соотношениями, приведенными в табл. 1.

Таблица 1

№ соотношения	Номинальные мощности обмоток		
	Высшее напряжение	Среднее напряжение	Низшее напряжение
1	1	1	1
2	1	1	0,67
3	1	0,67	1
4	1	0,67	0,67

Будем обозначать одним, двумя и тремя штрихами величины, относимые соответственно к обмоткам высшего, среднего и низшего напряжения, а именно:

$P'_n, P''_n, P'''_n$  — соответственные номинальные нагрузки (мощности);

$P', P'', P'''$  — соответственные фактические нагрузки;

$P'_{MN}, P''_{MN}, P'''_{MN}$  — соответственные потери в меди обмоток при их номинальных нагрузках;

$P'_M, P''_M, P'''_M$  — соответственные фактические потери.

Отношение фактической нагрузки обмотки среднего напряжения к номинальной нагрузке трансформатора обозначим через  $\gamma$ .

Допустимые пределы изменения  $\gamma$  определяются из тех соображений, что согласно стандарту сумма выраженных в киловольтамперах нагрузок обмоток среднего и низшего напряжения не должна превышать нагрузку (в *кВА*) обмотки высшего напряжения и что при длительной симметричной нагрузке ни одна из обмоток не должна нагружаться выше своей номинальной нагрузки.

№ соотношения	Соотношения нагрузок высшего, среднего и низшего напряжений	Фактические суммарные потери высшего, среднего и низшего напряжений	Допустимые пределы изменения $\gamma$
1	$P'_н = \gamma P''_н + (1 - \gamma) P'''_н$	$P_м = P'_{мн} + \gamma^2 P''_{мн} + (1 - \gamma)^2 P'''_{мн}$	От 0,00 до 1,00
2	$P'_н = \gamma P''_н + \frac{1 - \gamma}{0,67} P'''_н$	$P_м = P'_{мн} + \gamma^2 P''_{мн} + \left(\frac{1 - \gamma}{0,67}\right)^2 P'''_{мн}$	От 0,33 до 1,00
3	$P'_н = \frac{\gamma}{0,67} P''_н + (1 - \gamma) P'''_н$	$P_м = P'_{мн} + \left(\frac{\gamma}{0,67}\right)^2 P''_{мн} + (1 - \gamma)^2 P'''_{мн}$	От 0,00 до 0,67
4	$P'_н = \frac{\gamma}{0,67} P''_н + \frac{1 - \gamma}{0,67} P'''_н$	$P_м = P'_{мн} + \left(\frac{\gamma}{0,67}\right)^2 P''_{мн} + \left(\frac{1 - \gamma}{0,67}\right)^2 P'''_{мн}$	От 0,33 до 0,67

Таким образом, при номинальной нагрузке трансформатора имеют место следующие соотношения (табл. 2).

Значения потерь  $P_м$  в функции  $\gamma$  представляются параболой, ограниченными для длительно установившихся нагрузок указанными предельными значениями  $\gamma$  (рис. 1).

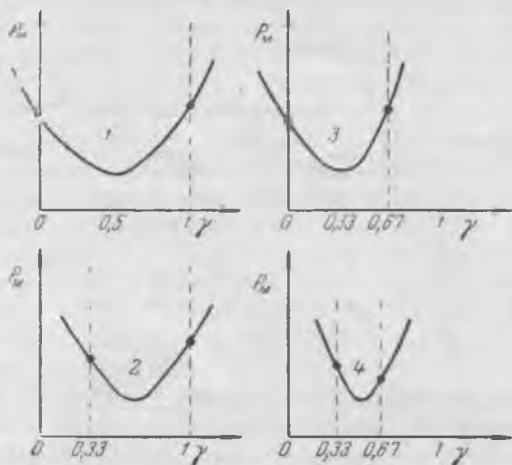


Рис. 1.

Максимально возможные при номинальной нагрузке потери  $P_{мн}$ , на которые рассчитывается трансформатор, соответствуют одному из двух предельных значений  $\gamma$  на параболе.

Введем еще следующие обозначения, связывающие номинальные потери каждой из обмоток с потерями  $P_{мн}$ :

$$\rho' = \frac{P'_{мн}}{P_{мн}}, \quad \rho'' = \frac{P''_{мн}}{P_{мн}}, \quad \rho''' = \frac{P'''_{мн}}{P_{мн}}.$$

Фактические суммарные потери  $P_м$  выразятся

$$\left. \begin{aligned} 1 \dots P_м &= P_{мн} [\rho' + \rho''\gamma^2 + \rho'''(1 - \gamma)^2]. \\ 2 \dots P_м &= P_{мн} [\rho' + \rho''\gamma^2 + 2,25\rho'''(1 - \gamma)^2]. \\ 3 \dots P_м &= P_{мн} [\rho' + 2,25\rho''\gamma^2 + \rho'''(1 - \gamma)^2]. \\ 4 \dots P_м &= P_{мн} [\rho' + 2,25\rho''\gamma^2 + 2,25\rho'''(1 - \gamma)^2]. \end{aligned} \right\} (10)$$

При несимметричном режиме возможны различные несимметрии  $A'$ ,  $A''$  и  $A'''$  по обмоткам высшего, среднего и низшего напряжений. В этом

случае при допустимой нагрузке наиболее нагруженной фазы  $I_I = KI_n$  суммарные потери в меди  $P_м$  выразятся:

$$\left. \begin{aligned} 1 \dots P_м &= K^2 P_{мн} [\rho' A' + \rho'' A'' \gamma^2 + \rho''' A''' (1 - \gamma)^2]. \\ 2 \dots P_м &= K^2 P_{мн} [\rho' A' + \rho'' A'' \gamma^2 + 2,25 \rho''' A''' (1 - \gamma)^2]. \\ 3 \dots P_м &= K^2 P_{мн} [\rho' A' + 2,25 \rho'' A'' \gamma^2 + \rho''' A''' (1 - \gamma)^2]. \\ 4 \dots P_м &= K^2 P_{мн} [\rho' A' + 2,25 \rho'' A'' \gamma^2 + 2,25 \rho''' A''' (1 - \gamma)^2]. \end{aligned} \right\} (11)$$

В равенствах (11):

$$\begin{aligned} A' &= \frac{1}{3} (1 + \alpha_{II}''^2 + \alpha_{III}''^2), \quad A'' = \\ &= \frac{1}{3} (1 + \alpha_{II}''^2 + \alpha_{III}''^2), \quad A''' = \frac{1}{3} (1 + \alpha_{II}'''^2 + \alpha_{III}'''^2), \end{aligned} \quad (12)$$

причем

$$\alpha_{II}'' = \alpha_{II}'' \gamma + \alpha_{II}''' (1 - \gamma), \quad \alpha_{III}'' = \alpha_{III}'' \gamma + \alpha_{III}''' (1 - \gamma).$$

Обозначив, наконец, выражение в квадратных скобках  $\Sigma(\rho, A, \gamma)$ , имеем вообще:

$$P_м = K^2 P_{мн} \cdot \Sigma(\rho, A, \gamma). \quad (13)$$

Таково общее выражение потерь  $P_м$ .

Вставив это выражение в (7), приняв (как это было принято для случая двухобмоточных)  $P_c = P_{сн}$  и обозначив  $\frac{P_{мн}}{P_{сн}} = a$ , получаем:

$$K = \sqrt{\frac{a + \xi}{\xi(a + 1) + a(1 - \xi) \cdot \Sigma(\rho, A, \gamma)}}. \quad (14)$$

Формула (14) универсальна; она применима как для трехобмоточных, так и для двухобмоточных трансформаторов. Действительно, в случае двухобмоточного трансформатора имеем:

$$\begin{aligned} \gamma &= 1, \quad A' = A'' = A^{**}; \quad \rho' + \rho'' = 1; \\ \Sigma(\rho, A, \gamma) &= (\rho' + \rho'' \gamma^2) A = A \end{aligned}$$

и формула (14) принимает вид формулы (9).

\*\* Подчеркиваем, речь идет о несимметричном, но равновешенном режиме.

При симметричном режиме и распределении нагрузки между обмотками среднего и низшего напряжений, соответствующем максимальным потерям  $P_{мн}$ , имеем:

$$A' = A'' = A''' = 1; \Sigma(\rho, A, \gamma) = 1$$

и получаем  $K = 1$ .

При значениях  $\gamma$  меньше предельных

$$\Sigma(\rho, A, \gamma) < 1;$$

в этом случае даже при симметричном режиме получаем  $K > 1$ , а при режиме несимметричном получаем всегда  $K > 1$ .

Формула (14) содержит параметры:

$$a, \xi, \rho, \gamma, A[A', A'', A'''].$$

Из них  $\gamma, A''$  и  $A'''$  являются данными и желательного (или требуемого) режима нагрузки:  $A'$  вычисляется по равенству (12); значение  $a$  известно из заводского протокола испытания. Что касается значения  $\xi = \frac{\tau_{1н}}{\tau_n}$ , то на основании расчетов,

подтвержденных многочисленными тепловыми испытаниями, можно утверждать, что в трансформаторах с масляным охлаждением, естественным или искусственным, при практических значениях  $\tau_n = 65 \div 70^\circ\text{C}$  значение  $\tau_{1н}$  колеблется в пределах  $22 \div 28^\circ\text{C}$ . В зависимости же от возможных, таким образом, крайних значений  $\xi = 0,315 \div 0,43$  при значениях  $a = 2 \div 4$  значения  $K$  по формуле (14) или (9) при данном  $A$  мало изменяются и можно для всех случаев принять:

$$\xi = \frac{25}{70} \approx 0,36 \text{ и } a = 3.$$

Точно так же для  $\rho', \rho'', \rho'''$  можно практически принять следующие средние значения:

$\rho' = \frac{P'_{мн}}{P_{мн}}$	$\rho'' = \frac{P''_{мн}}{P_{мн}}$	$\rho''' = \frac{P'''_{мн}}{P_{мн}}$
0,6 во всех случаях	0,4 для $P''_н = 1$ 0,32 для $P''_н = 0,67$	0,4 для $P'''_н = 1$ 0,32 для $P'''_н = 0,67$

Вставив в формулу (14) вместо  $a$  и  $\xi$  принятые значения 3 и 0,36, получаем:

$$K = \frac{1,525}{\sqrt{1 + 1,33\Sigma(\rho, A, \gamma)}}, \quad (15)$$

а в частности, для двухобмоточных трансформаторов:

$$K = \frac{1,525}{\sqrt{1 + 1,33 \cdot A}}. \quad (16)$$

По формуле (15) или (16) можно построить кривую, определяющую  $K$  в функции  $\Sigma(\rho, A, \gamma)$  или  $A$  (рис. 2).

В частности, для режима однофазной уравновешенной нагрузки двухобмоточного трансформатора, т. е. при  $a_{II} = a_{III} = 0, A = 0,333$ , находим  $K = 1,27$ ; для режима двухфазной нагрузки, т. е. при  $a_{II} = 1, a_{III} = 0, A = 0,67$ , находим  $K = 1,11$ .

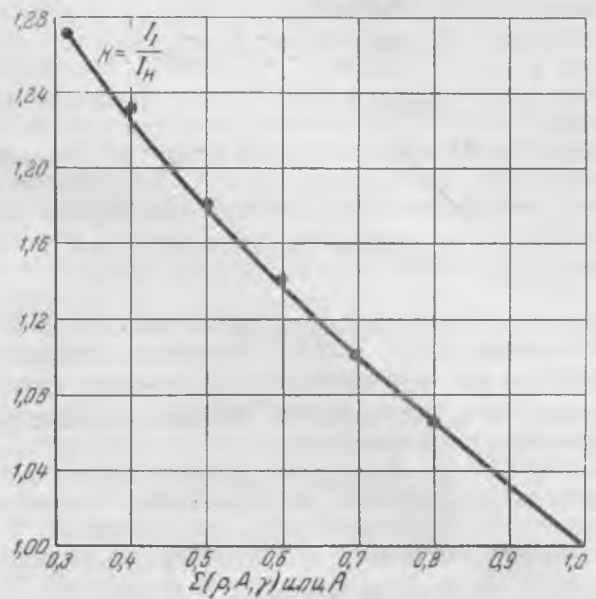


Рис. 2.

Кривая рис. 2  $K = f(\rho, A, \gamma)$  является кривой „номинальных“ мощностей двухобмоточных трансформаторов при несимметричных режимах. При этих мощностях допустима работа трансформатора неограниченно длительно. Если при данном значении  $\Sigma(\rho, A, \gamma)$  коэффициент заполнения графика нагрузки наиболее загруженной фазы  $S < 1$ , то в зависимости от значения  $S$  допустимые сверх „номинала“ суточный максимум этой фазы и его продолжительность могут быть определены по диаграмме нагрузочной способности, как для обычных симметричных режимов [Л. 4].

При работе трансформатора в соответствии с кривой рис. 2 и диаграммой нагрузочной способности полностью сохраняется его нормальный срок службы.

#### Примеры применения формулы (15)

1. Трехобмоточный повышающий или понижающий трансформатор. Схема соединения обмоток звезда с выведенным нулем /звезда с выведенным нулем/треугольник.

Данные требуемого режима:

Среднее напряжение — двухфазная нагрузка (тяга), т. е.

$$a_{II} = 1, a_{III} = 0 \text{ и } A = 0,67; \gamma = 0,5.$$

Высшее или низшее напряжение — трехфазная симметричная нагрузка, т. е.

$$a_{II}''' = a_{III}''' = 1 \text{ и } A''' = 1.$$

Следовательно, по равенству (12):

$$a_{II}' = 1 \cdot 0,5 + 1 \cdot 0,5 = 1;$$

$$a_{III}' = 0 \cdot 0,5 + 1 \cdot 0,5 = 0,5.$$

Откуда:

$$A' = \frac{1}{3}(1 + 1 + 0,25) = 0,75.$$

Паспортные данные:

$$a = 3, P'_n = P''_n = P'''_n = 1.$$

В этом случае:

$$\rho' = 0,6; \rho'' = 0,4; \rho''' = 0,4.$$

$$\Sigma(\rho, A, \gamma) = 0,6 \cdot 0,75 + 0,4 \cdot 0,67 \cdot 0,25 + 0,4 \cdot 1 \cdot 0,25 = 0,617.$$

Имеем:

$$K = \frac{1,525}{\sqrt{1 + 1,33 \cdot 0,617}} = 1,13.$$

2. Те же данные требуемого режима, что в предыдущем примере, но со следующими паспортными данными:

$$P'_n = 1, P''_n = P'''_n = 0,67.$$

В этом случае:

$$\rho' = 0,6; \rho'' = \rho''' = 0,32 \text{ и}$$

$$\Sigma(\rho, A, \gamma) = 0,6 \cdot 0,75 + 2,25 \cdot 0,32 \cdot 0,67 \cdot 0,25 + 2,25 \cdot 0,32 \cdot 1 \cdot 0,25 = 0,75$$

$$K = \frac{1,525}{\sqrt{1 + 1,33 \cdot 0,75}} = 1,08.$$

3. Понижающий трехобмоточный трансформатор, схема соединения обмоток: звезда/звезда/треугольник.

Данные режима:

среднее напряжение—двухфазная нагрузка, т. е.:

$$a''_{II} = 1, a''_{III} = 0 \text{ и } A'' = 0,67; \gamma = 0,2.$$

Нижнее напряжение однофазная нагрузка, т. е.:

$$a'''_{II} = a'''_{III} = 0,5 \text{ и } A''' = 0,5.$$

По равенству (12) имеем:

$$a'_n = 0,6; a'_n = 0,4; A' = 0,506.$$

Паспортные данные:

$$P'_n = 1, P''_n = P'''_n = 0,67, \text{ т. е.}$$

$$\rho' = 0,6; \rho'' = \rho''' = 0,32.$$

Откуда

$$\Sigma(\rho, A, \gamma) = 0,253$$

$$\text{и } K = \frac{1,525}{\sqrt{1 + 1,33 \cdot 0,253}} = 1,15.$$

#### Литература

1. Технический отдел МЭС, Инструкция по эксплуатации силовых трансформаторов, Госэнергоиздат, 1946.

2. Оргрэс, Несимметричные схемы работы трансформаторов, Госэнергоиздат, 1944.

3. А. А. Иногамов, Располагаемая мощность трехфазных трансформаторов по нагреву при несимметричных режимах, Труды Института энергетики АН УзССР, вып. 5, Ташкент, 1951.

4. Л. М. Шницер, Трансформаторы, Госэнергоиздат, 1943 и 1950.

□ □ □

## 30 лет электростанции „Красный Октябрь“

Инж. П. И. Зотов

8 октября 1952 г. исполнилось 30 лет со дня пуска первого турбогенератора мощностью 10 тыс. кВт на вновь построенной петроградской электростанции «Уткина заводь» — ныне ордена Трудового Красного Знамени V Ленинградской государственной электростанции «Красный Октябрь» Ленэнерго.

Пуском «Уткиной заводи» — одного из первенцев ленинского плана электрификации России — было положено начало сокращения завоза в Петроград дальнепривозного топлива (угля и нефти). Новая электростанция работала на местном топливе — торфе.

В годы первой сталинской пятилетки после постройки второй очереди, оснащенной мощными технически совершенными котлами и турбинами, V Лгэс стала крупнейшей торфяной электроцентралью города Ленина.

С первых дней существования электростанции весь коллектив повел борьбу за лучшее использование оборудования, за рациональное сжигание местного топлива — кускового и фрезерного торфа.

В годы Великой отечественной войны и блокады Ленинграда коллектив электростанции, проявляя образцы трудового героизма, бесперебойно обеспечивал потребности города-фронта в электроэнергии.

Партия и правительство высоко оценили труд коллектива по электроснабжению Ленинграда в трудных условиях блокады, наградив электростанцию в мае 1942 г. орденом Трудового Красного Знамени. Лучшие люди предприятия также были удостоены высоких правительственных наград.

В течение всех лет войны трудящиеся V Лгэс неоднократно завоевывали переходящее Красное Знамя Государственного комитета обороны. По окончании войны переходящее Красное Знамя Государственного комитета обороны было передано коллективу электростанции на вечное хранение.

В послевоенные годы работники электростанции в содружестве с учеными Ленинградского политехнического института и ЦКТИ провели реконструкцию топочных устройств котлов и ряд дру-

гих технических мероприятий, что позволило значительно повысить паропроизводительность котлов второй очереди и навсегда отказаться от котельной первой очереди, высвободив тем самым для государства 8 котлов общей поверхностью нагрева свыше 6 000 м<sup>2</sup>.

На электростанции широко внедряется автоматизация производственных процессов. В котельной полностью автоматизировано питание котлов. На трех котлах заканчивается наладка автоматизации процесса горения. В турбинном цехе установлено автоматическое регулирование уровня воды в конденсаторах, имеется автоматический регулятор температуры и уровня воды в деаэраторе.

В результате проведенной работы коллектив добился значительного улучшения технико-экономических показателей. Если в 1940 г. удельный расход топлива составлял 606 г/квтч, а расход электроэнергии на собственные нужды — 6,65%, то за первое полугодие 1952 г. удельный расход топлива составляет 555 г/квтч, а расход электроэнергии — 4,72%.

Коэффициент полезного действия паровых котлов повышен на 6% (с 77 до 83%).

Совершенствуя оборудование и организацию производства, борясь за высокую культуру эксплуатации, работники V Лгэс за 8 мес. текущего года сэкономили свыше 7 000 т условного топлива и около 1,5 млн. квтч электроэнергии на собственные нужды. За счет снижения себестоимости получено свыше 7,5 млн. руб. сверхплановой прибыли.

По итогам всесоюзного социалистического соревнования коллективу электростанции в 1952 г. 5 раз присуждалось первое место и переходящее Красное Знамя Совета Министров СССР.

Большая заслуга в техническом прогрессе электростанции принадлежит рационализаторам. За послевоенные годы было внедрено около 1000 рационализаторских предложений, давших экономию свыше 6 млн. руб.

Самыми активными рационализаторами являются инженеры С. П. Павлов, А. К. Сочивко, Е. З. Мойсак, И. М. Слуцкий, которые индивидуально и в содружестве с другими инженерами и рабочими внесли и внедрили ряд оригинальных предложений, давших свыше 2 млн. руб. экономии.

Ценную инициативу проявили лучшие кочегары — стахановцы И. К. Васипов и Ф. В. Махов. С помощью инженеров котельного цеха и эксплуатационного отдела они предложили на каждый месяц составлять личные стахановские планы экономии топлива и электроэнергии. Почин кочегаров-новаторов горячо поддержали все кочегары и машинисты турбин. Среди кочегаров и машинистов развернулось соревнование за выполнение и перевыполнение личных планов экономии топлива.

Вместе с ростом электростанции росли и воспитывались кадровые рабочие, начальники смен и цехов. Многие из них работают со времени строительства электростанции.

Двадцать пять лет и более работают на станции вожатая вагоноподъемника Е. И. Кочергина, бригадир слесарей А. А. Коновалов, кочегар В. Ф. Федоров, зам. директора С. Е. Слепченко, мастер Б. В. Малиновцев, машинист турбины И. Я. Ермаков и многие другие.

За долготный и безупречный труд в системе Министерства электростанций 237 чел. награждены орденами и медалями, в том числе 27 чел. орденом Ленина и 50 чел. орденом Трудового Красного Знамени.

За выполнение условий всесоюзного соревнования начальников смен в 1952 г. почетного звания «Лучший начальник смены» удостоены гг. П. Т. Севрюков, Л. В. Бойцов и др.

Многие кочегары и машинисты носят почетные звания «Лучший по профессии» в системе Ленэнерго.

За прошедшие тридцать лет вокруг электростанции на месте, где раньше был лес и болота, построен новый жилищный городок с многоэтажными благоустроенными домами, школой, яслями, детским садом, магазинами, клубом, почтой. Имеется школа-десятилетка рабочей молодежи и филиал заочного энергетического техникума. За последние 5 лет введено в эксплуатацию более 3 000 м<sup>2</sup> жилой площади. В 1952 г. приступлено к новому широкому жилищному строительству.

С радостным чувством и трудовыми успехами встретил коллектив V Лгэс тридцатилетний юбилей — замечательную дату первенца электрификации страны.

Ленинградские энергетики полны сил и желания умножить свой трудовой вклад в построение коммунизма в нашей стране.



## Монтаж регенеративных воздухоподогревателей

Резкое конструктивное отличие вращающихся воздухоподогревателей от рекуперативных ставит при их монтаже и ремонте ряд новых задач. При монтаже вращающихся воздухоподогревателей монтажник имеет дело уже со сложным вращающимся механизмом, содержащим

подшипники, лабиринтные уплотнения, маслосистему и приводной электродвигатель. На сборку и установку такого механизма требуется значительно больше времени и квалификация монтажников должна быть более высокой. Недооценка этого обстоятельства при отсутствии опыта монтажа может привести к очень большим ошибкам.

Вращающиеся воздухоподогреватели (рис. 1) посту-

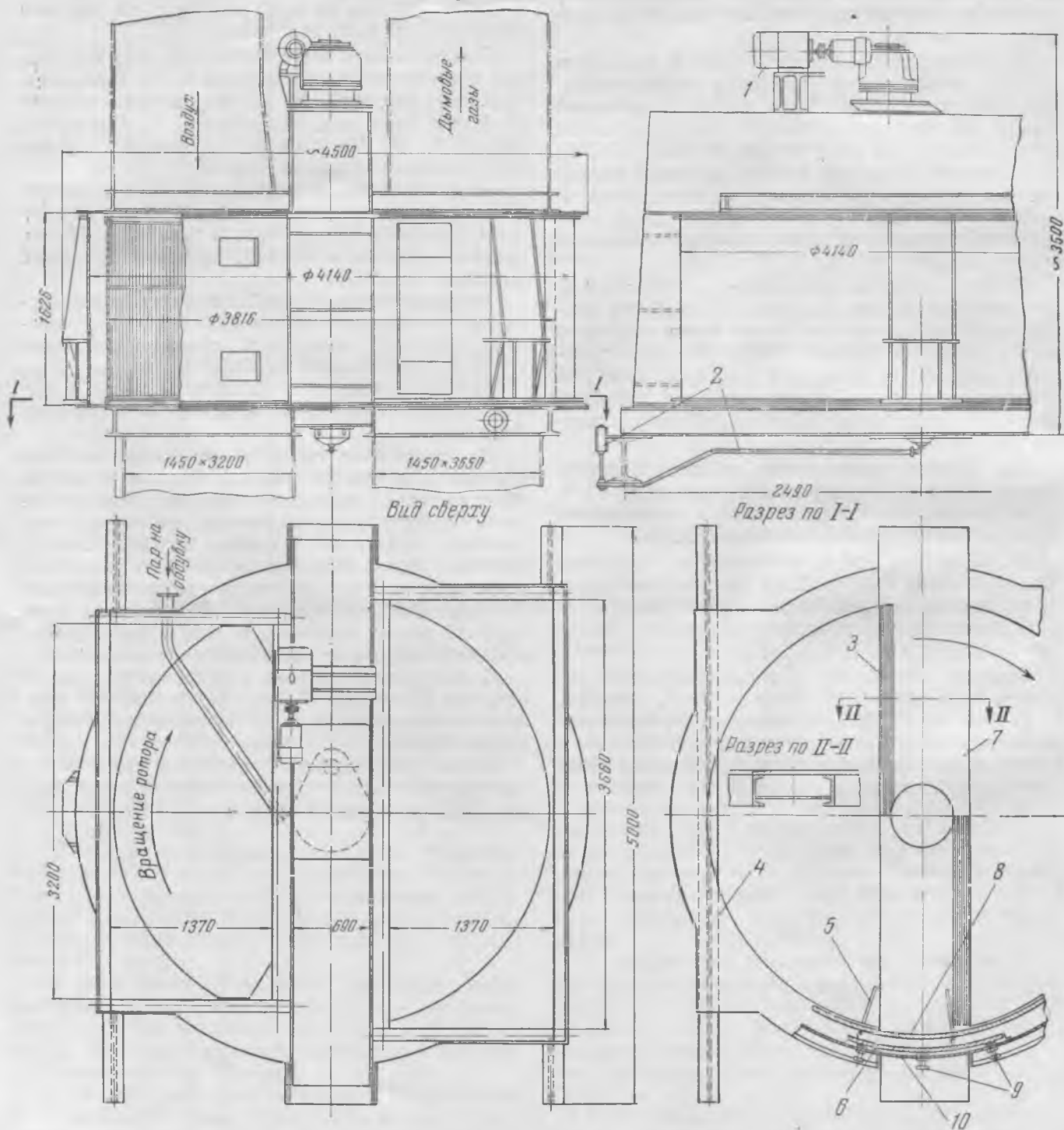


Рис. 1. Воздухоподогреватель.

1 — электродвигатель 2,2 квт, 950 об/мин; 2 — маслбак и маслопроводы для смазки нижнего подшипника; 3 — скос; 4 — крайняя плита нижней рамы; 5 — перегородка ротора; 6 — плита осевого затвора В; 7 — средняя плита нижней рамы; 8 — кожух ротора; 9 — регулировочные болты; 10 — кожух воздухоподогревателя.

Разрез по I-I

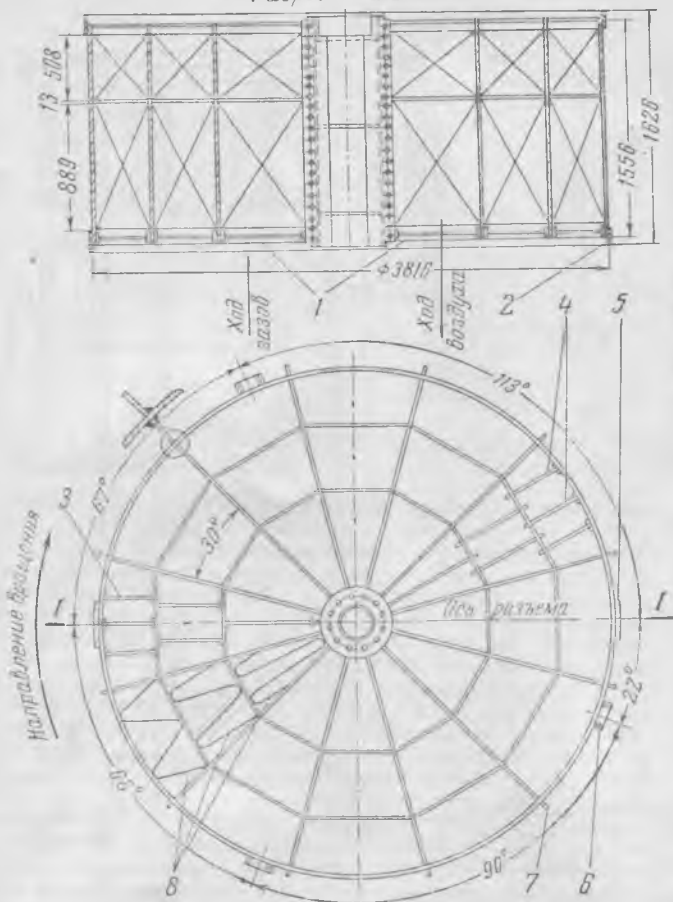


Рис. 2. Ротор воздухоподогревателя.

1 — нижние радиальные уплотнения; 2 — нижние окружные уплотнения; 3 — нижние опорные штанги; 4 — верхние закрепленные штанги; 5 — место разъема; 6 — кронштейны для подъема ротора домкратами; 7 — ребра для крепления уплотненных планок; 8 — промежуточные спивали.

пают на монтаж в разобранном виде. Монтаж их может производиться или путем сборки отдельных деталей на месте установки, или блочным методом. Сборка воздухоподогревателя в блок может производиться вне здания котельной на специальном хорошо выверенном и прочном стеллаже и начинается с установки нижней рамы и сборки кожуха и ротора.

Если имеющиеся такелажные средства позволяют производить подъем блоков весом свыше 30 т, то при сборке блока ротора может быть произведена установка в нем всех нагревательных элементов.

Нижняя рама при сборке тщательно выверяется по уровню. Особенно точно должна быть выверена верхняя плоскость рамы, так как к ней подгоняются уплотнения ротора. Средняя часть рамы перекрыта плитой по всей длине и на ней имеются небольшие скосы на обоих концах, как это показано на схеме рис. 1. Это сделано для того, чтобы при вращении ротора уплотняющие полосы не задевали за плиту.

Если при транспортировке детали покоробятся, то перед сборкой они должны быть тщательно выправлены. Необходимо отметить, что коробление нижней и верхней рам может произойти и при установке кожуха на раме и затяжке болтов. Это коробление может быть следствием плохой выверки фланцев кожуха и неправильной установки прокладок.

Кожух воздухоподогревателя состоит из двух половин, которые соединяются между собой на болтах с установкой прокладок из асбестового полотна или на мастике. Так как при перевозке половинки кожуха могут разогнуться и покоробиться, то при сборке их необходимо следить не только за маркировкой отдельных половин, но и за тем, чтобы плоскости фланцев кожуха были строго горизонтальны, а кожух имел правильную цилиндрическую форму.

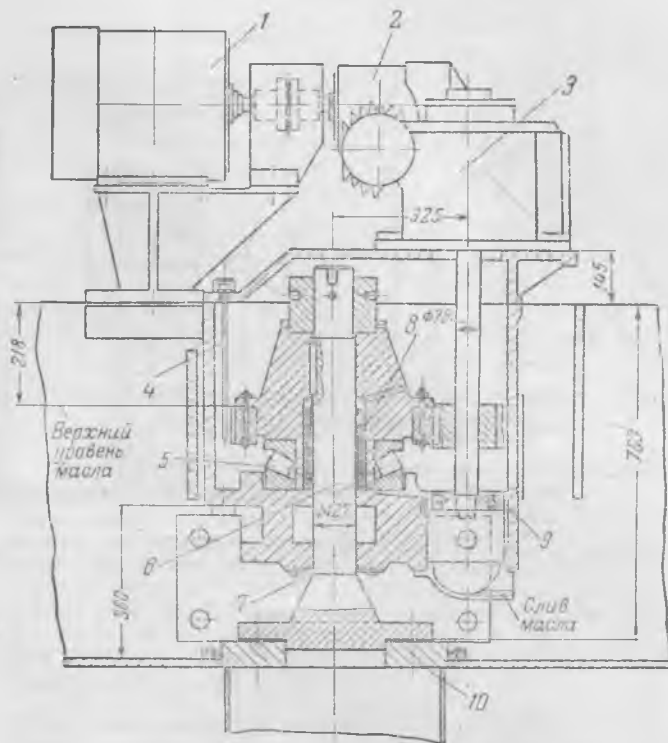


Рис. 3. Верхний подшипник.

1 — электропривод; 2 — первый редуктор привода; 3 — второй редуктор; 4 — игла для измерения уровня масла; 5 — роликовый опорный подшипник; 6 — вал ротора; 7 — войлочное уплотнение; 8 — втулка; 9 — шариковый подшипник; 10 — ступица ротора.

Ротор воздухоподогревателя (рис. 2) также состоит из двух половин и собирается на болтах в средней части с последующей обваркой фланцев снаружи и при помощи накладок, обваренных с обеих сторон на периферии. Обварка фланцев и накладок производится после проверки правильности сборки и формы ротора перед установкой его в кожух воздухоподогревателя.

Подшипники и привод прибывают на монтаж в собранном виде вместе с цапфами вала ротора и перед установкой на место должны подвергнуться ревизии. При этом следует проверить плотность закрепления средней втулки 8, установленной в центре верхнего подшипника (рис. 3), предупреждающей возможность вытекания масла из коробки подшипника, а также размеры маслоуказательной иглы. Были случаи, когда игла имела недостаточные размеры и отметка уровня масла на игле оказывалась выше допустимого верхнего уровня масла в коробке подшипника.

После установки верхнего подшипника на раме производится подсоединение цапфы вала к верхнему фланцу ступицы ротора. Затем ротор опускается вниз до тех пор пока вес ротора не будет восприниматься подшипником. После этого подсоединяется нижняя цапфа вала к фланцу ступицы ротора и начинается выверка ротора в кожухе.

Верхний фланец кожуха обычно используется для nivelовки.

При выравнивании ротора в вертикальном положении нижний подшипник при необходимости может быть передвинут в любую сторону по горизонтали.

Выравнивание ротора в горизонтальной плоскости производится с использованием специальных калибров, укрепляемых на кожухе ротора с двух сторон друг против друга в верхней и нижней части ротора (рис. 4). При вращении ротора вокруг его оси зазоры между калибром и плитой рам измеряются шупом. Измерения должны производиться в четырех точках через каждые 90°, причем два из них обязательно на обоих концах средней плиты. Выверка ротора может быть закончена, если разница при замерах в четырех точках не превышает 1 мм, снизу и сверху ротора. При выверке ротора может оказаться необходимым сместить кожух воздухоподогревателя в ту или другую сторону на нижней раме.

Следующим этапом монтажа является установка уплотняющих полос на роторе. Полосы устанавливаются: на



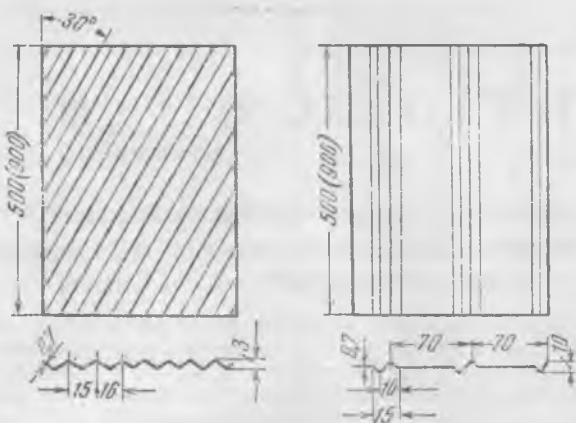


Рис. 7. Профили нагревательных листов.

часовой стрелки, т. е. в сторону, противоположную направлению движения ротора при вращении.

Роль уплотнений осевого затвора — предотвратить возможность перетечки воздуха в газовый поток в пространстве между кожухом ротора и кожухом воздухоподогревателя. В кожухе воздухоподогревателя между средними плитами рам вертикально устанавливаются две регулируемых изогнутых плиты (рис. 1). Следовательно, при установке однослойных уплотняющих полос регулировку зазоров можно осуществлять, перемещая полосы вдоль оси воздухоподогревателя и, при необходимости, путем перемещения вертикальных регулируемых плит. Ширина плит осевого затвора выбрана такой, чтобы, когда одна уплотняющая полоса при вращении ротора будет подходить к краю плиты, следующая уже зайдет на нее и, следовательно, концентрическое отверстие между кожухом и ротором будет всегда перекрыто. При установке полос необходимо следить за тем, чтобы зазоры в местах сопряжения полос радиальных и окружных уплотнений были наименьшими.

Перед установкой все полосы уплотнений должны быть проверены по контрольной плите на полное прилегание и, если необходимо, пригнаны со стороны уплотняющей кромки. Если правильно были выверены плоскости плит верхней и нижней рамы и регулируемых плит осевого затвора, а также тщательно проверены по контрольной плите все уплотняющие полосы, то установка необходимых зазоров в уплотнениях не вызовет особых затруднений.

Необходимо иметь в виду, что неправильно установленные зазоры могут привести либо к перегрузке, а иногда и к перегосу привожденного электродвигателя, либо к большим потерям воздуха, перетекающего в газовый поток, через большие зазоры в уплотнениях.

Величины установленных окончательных зазоров по фактическим замерам должны составлять:

	Низ, мм	Верх, мм
Зазоры в уплотнения осевого затвора	7,5	2,0
Зазоры в радиальных уплотнениях:		
у центра	4,0	0,0
на периферии	0,4	4,0
Зазоры в окружных уплотнениях:		
на периферии	0,4	4,0
у вала	0,0	0,0

После установки блока воздухоподогревателя на место и набора нагревательных листов должна быть произведена окончательная проверка установки ротора, а также зазоров в уплотнениях.

Ячейки ротора наполняются специальными волнистыми стальными листами, образующими поверхность нагрева воздухоподогревателя, расположенными в два яруса по высоте. Профиль нагревательных листов показан на рис. 7. Сборка нагревательных листов в пакеты по размерам производится при помощи шаблонов, изготовленных по размерам ячеек. В ячейках листы устанавливаются плотно как по ширине, так и между собой, но без применения значительных усилий. Листы устанавливаются вертикально попеременно то с косыми, то с вертикальными редкими волнами. Так как ячейки имеют переменное сечение, листы тоже имеют различные размеры по ширине.

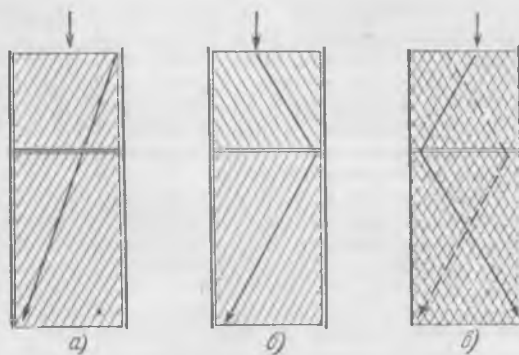


Рис. 8. Схемы движения газов или воздуха между нагревательными листами.

Нагревательные листы с косыми волнами стараются устанавливать косиной в разные стороны, а именно: верхний — косиной вправо, а нижний — косиной влево и, наоборот, при установке следующих листов. При такой установке листов несколько увеличивается путь для прохода газов и воздуха, а поток получается перекрестным. На рис. 8 показаны примерные схемы движения газов при установке листов: косиной в одну сторону — тип а, в разные стороны в верхнем и нижнем рядах — тип б и в разные стороны по рядам и в одном ряду — тип в.

Для установки нижнего яруса листов в нижней части ротора устанавливаются опорные штанги. После установки листов нижнего яруса в каждой ячейке укладываются разделительные пружины и на них ставятся листы верхнего яруса. Для закрепления листов верхнего яруса ставятся штанги такие же, как и внизу.

Для удобства установки нагревательных листов пользуются длинными клиньями и крючками (рис. 9).

По окончании набора нагревательных листов приступают к монтажу трубопроводов охлаждающей воды, установке аппаратов сажеобдувки, подключению паропровода к ним и сборке маслопровода.

После окончания монтажа воздухоподогреватель подвергается испытанию на ходу в холостом состоянии.

Перед пуском ротора производится проверка его сверху и снизу с целью удаления случайно оставшихся частей или мусора. Затем проверяется наличие и уровень масла в подшипниках, электродвигателе и редукторах. Когда все проверки закончены, дается толчок ротору для определения направления вращения, и если ротор имеет правильное вращение, пускают его на полные обороты для работы в течение 30 мин. Этого времени вполне достаточно для выявления дефектов и мест, где необходимо

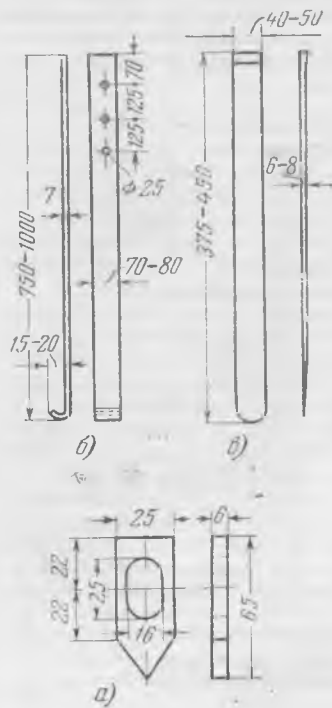


Рис. 9. Приспособления для сборки воздухоподогревателя.

а — калибр; б — крючок для вытаскивания листов; в — клин.

произвести подрегулировку или исправление. Нормальная скорость вращения ротора равна 1,5 об/мин.

Зазоры в уплотнениях, приведенные на рис. 6 рассчитаны на рабочие температуры, а поэтому при длительной работе ротора в холодном состоянии перегружается приводной электродвигатель и изнашиваются кромки уплотняющих полос, вследствие чего оставлять в работе ротор больше 30 мин. не рекомендуется.

При пуске котла в эксплуатацию нет необходимости сразу пускать ротор. Его включают, когда температура дымовых газов достигнет 170°С. Охлаждающую воду необходимо включить заранее во избежание перегрева подшипников за счет теплопроводности и лучеиспускания.

Привод ротора расположен между двух коробов, по которым с одной стороны движутся горячие газы, а с другой — поступающий в воздухоподогреватель холодный воздух. Тепло, излучаемое газопроводом, может сильно нагревать электродвигатель привода, поэтому рекомендуется делать охлаждение его воздухом из рядом расположенного воздуховода.

Инж. Ф. Г. Логунов

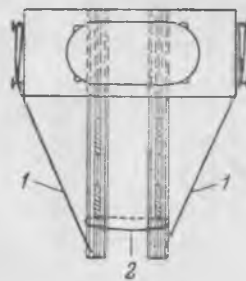


Рис. 2. Закрепление рельсов  
1 — растяжка; 2 — трос.

Если автомашина с лебедками может подойти непосредственно к платформе, то лебедки, как указано на рис. 1, устанавливаются на платформе и крепятся к буферам, в противном случае лебедки могут устанавливаться вниз и быть закреплены за колеса платформы.

Этим способом были разгружены два трансформатора МТЗ мощностью 31 500 кВА, 110/35/6,6 кВ весом 80 т с железнодорожной платформы на шпальную клетку. Аналогично может быть произведена погрузка трансформаторов с клеток или эстакад на железнодорожные платформы.

Инж. Г. Я. Копелев и ст. мастер П. Т. Третьяков

## Разгрузка трансформаторов весом 80 т

Разгрузка трансформаторов весом 80 т производится обычно двумя 3-т лебедками, для крепления которых необходимо установить 2 «мертвяка». Рытье двух ям для установки «мертвяков» особенно в зимних условиях — довольно тяжелая и трудоемкая работа, в ряде случаев затрудненная наличием проложенных вблизи места разгрузки кабелей, трасса которых не всегда известна.

В настоящее время в ВЭС Мосэнерго разгрузка мощных трансформаторов производится по способу, предложенному П. Т. Третьяковым, без установки «мертвяков» для крепления лебедок.

Трансформатор вывешивается домкратами на железнодорожной платформе или специальной платформе и сажается на четыре рельса. Между яблоками двух рельсов во избежание их сжатия под действием полиспастов, прокладывается по две деревянные прокладки длиной по 1,5—2 м не выше яблоков рельсов. Затем укрепляются 2 полиспаста по 6 ниток, основанные из трех ролевых 5-т блоков (рис. 1). Подвижные блоки обоих полиспастов своими крюками крепятся за тросовые хомуты, протодеты в серги трансформатора, а крюки неподвижных блоков полиспастов крепятся не как обычно к «мертвякам», а за дыры, имеющиеся в концах рельсов.

Во избежание сдвига рельсов их необходимо закрепить растяжками к буферам железнодорожной платформы, а также связать между собой тросом (рис. 2).

Кроме того, рельсы для предотвращения выдавливания их из-под трансформатора крепятся с противоположной стороны к железнодорожной платформе или упираются в борт платформы, укрепленный короткими стойками.

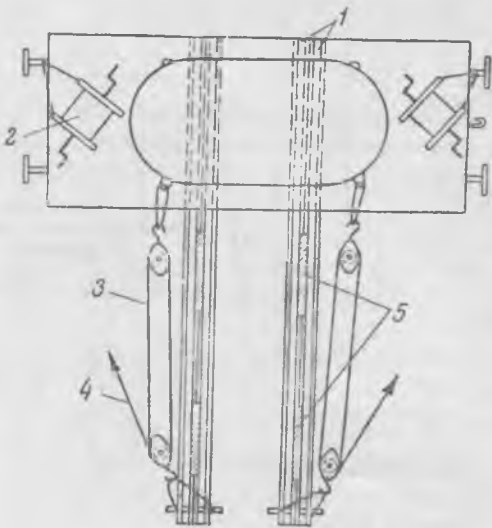


Рис. 1. Разгрузка трансформатора.

1 — рельсы (2 шт.); 2 — лебедка; 3 — полиспаст; 4 — ходовой трос к лебедке; 5 — деревянные прокладки.

## Об упрощении конструкции релейных панелей

В № 3 журнала «Электрические станции» за 1952 г. была опубликована в порядке обсуждения статья инж. А. И. Гринберга «Возможность упрощения конструкции релейных панелей щитов управления», по которой редакцией получен ряд отзывов.

Значительная часть высказываний содержит отрицательную оценку предлагаемой конструкции панели сборно-каркасного типа из газовых труб квадратной и полосовой стали без фронтального стального листа. Возражения в основном сводятся к следующему.

1. Каркасная панель является недостаточно жесткой конструкцией и при такой же затрате стали, как на сплошную панель, не обеспечит прочного крепления реле, особенно тяжелых. Реле будут подвержены сотрясениям и вибрациям.

2. На этой конструкции возможна установка в одном горизонтальном ряду реле только одного габарита, что усложняет размещение реле и снижает наглядность.

3. Уменьшается наглядность монтажа проводов, так как для их лучшего крепления они должны быть собраны в жгуты или в многослойные пакеты.

4. Усложняется реконструкция панелей, в частности их перенос в другое место; затрудняется замена реле на реле иного габарита.

5. Панель имеет неудовлетворительный внешний вид, ее труднее содержать в чистоте, неудобно располагать на ней надписи, маркировку, а также различные переключатели и испытательные блоки.

Однако наряду с отрицательными отзывами имеются и положительные, в том числе и от одной электростанции, в течение более 20 лет эксплуатирующей панели, по своей конструкции сходные с описанными в статье. В положительных отзывах указывается, что подобные конструкции более просты в изготовлении ввиду отсутствия необходимости делать вырезы для винтов при заднем присоединении; они позволяют изменять расположение реле без дополнительной сверловки и присоединять провода непосредственно к реле без дополнительных деталей для заднего или переднего присоединения. При их эксплуатации не было отмечено вибраций установленных на них реле. Панели легко снимаются вместе с реле и сборками зажимов для перемонтажа или замены.

Из полученных отзывов необходимо сделать вывод о нецелесообразности применения сборно-каркасных панелей в условиях заводского изготовления как по технологическим соображениям, так и из-за затраты материалов. Однако при изготовлении на месте сборно-каркасные конструкции могут применяться, особенно при отсутствии листового стали, при сооружении временных щитов, щитов с несложными защитами и т. п.

Редакция

# ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

## Соревнование за отличное качество и снижение стоимости ремонта оборудования

На Шатурской электростанции возник ряд новых форм соревнования, направленных на снижение себестоимости вырабатываемой электроэнергии, снижение стоимости капитального ремонта оборудования, экономию топлива и электроэнергии.

Наиболее широкое распространение получил почин бригады слесарей котельного цеха А. А. Галкова, предложившей развернуть социалистическое соревнование за отличное качество и снижение стоимости на ремонте каждого узла оборудования.

Существующая система подготовки сметно-финансовой и технической документации по капитальному ремонту оборудования не создает необходимых условий для удешевления ремонта.

Внедрение в практику метода скоростного ремонта позволило поднять качество капитальных ремонтов и значительно сократить сроки простоя оборудования.

Вместе с тем вопросом экономики ремонта со стороны ремонтного персонала не везде еще уделяется достаточное внимание. Нередки случаи, когда в период капитального ремонта заменяется такое оборудование и детали, которые могли бы с успехом проработать до следующей ремонтной кампании, что приводит к удорожанию стоимости ремонта оборудования из-за перерасхода запасных частей, металла и вспомогательных материалов, а также фонда заработной платы.

По опыту подготовки и проведения капитального ремонта котлоагрегатов на грес было установлено, что одной из основных причин, удорожающих стоимость ремонта оборудования, являлось неудовлетворительное положение со сметно-финансовой документацией по капитальному ремонту. Сметы на капитальный ремонт составлялись по укрупненной ведомости дефектов для целой группы котлов одинаковой паропроизводительности. Составлялись сметы небрежно, малоопытными работниками, с большим опозданием, порой в ходе капитального ремонта. В результате этого смета на капитальный ремонт агрегата не являлась центром, вокруг которого должны разворачиваться вся организационная работа по капитальному ремонту и борьба ремонтного персонала за снижение стоимости ремонта, а была только бухгалтерским документом, необходимым для оформления финансирования в банке. О смете на ремонт агрегата было известно лишь начальнику цеха и старшему инженеру по ремонту и совершенно неизвестно бригадирам и рабочим, непосредственно занятым на ремонте, от которых во многом зависит стоимость и качество ремонта.

Кроме того, отсутствовала строгая разбивка отдельных элементов агрегата на узлы и закрепление за ними постоянных бригад и звеньев. Отдельные бригады и звенья перебрасывались с одной работы на другую в период капитального ремонта. В силу этого в отдельных случаях поузловая приемка оборудования производилась формально, наспех и второстепенными лицами. Учет материалов и запасных частей велся в целом на котлоагрегат, а в отдельных случаях допускалось списание запасных частей и материалов, не относящихся к ремонту данного агрегата. При этом бригады и звенья не контролировали списания расхода материалов и запасных частей на проводимые ими работы. К приемке и сдаче из капитального ремонта узлов и котлоагрегата в целом бригадиры также не привлекались.

В настоящее время по инициативе и с участием бригады А. А. Галкова разработаны и проводятся в жизнь следующая система организации капитального ремонта оборудования.

Все оборудование, относящееся к данному агрегату, разделено на узлы, т. е. на отдельные участки работ, включающие однородные элементы оборудования. Например: котлоагрегат с шахтной-цельной топкой разделен на следующие узлы: ценная решетка, топка, дымососы, вентиляторы, паро-водяная арматура и др.

За каждым «узлом» на весь период капитального ремонта, который на электростанции проводится круглый год, закреплено постоянное звено квалифицированных рабочих в составе 2—3 чел. с подчинением одному бригадиру. Так, за бригадиром т. Галковым закреплено три звена (пароперегреватели, водяные экономайзеры и паро-водяная арматура).

На звено возложены следующие обязанности и ответственность:

а) ремонт элементов оборудования узла в соответствии с ведомостью дефектов и сметой;

б) сдача работ после окончания ремонта узла мастеру и начальнику цеха с составлением промежуточного акта;

в) наблюдение и текущий ремонт закрепленного узла в течение всего года (при повреждении узла в процессе эксплуатации по вине ремонтного персонала звено лишается премии);

г) ведение журнала замечаний оперативного персонала и дефектов по работе узла.

На каждый узел за 1—2 мес. до остановки агрегата в ремонт бригадир с участием членов звена, мастера и эксплуатационного персонала, работающих на агрегате, составляет подробную узловую ведомость дефектов. В этой ведомости указывается перечень работ, норма времени в часах и стоимость работ по отдельным элементам узла.

По утвержденной ведомости дефектов ремонтно-конструкторским отделом составляется отдельная оперативная смета на ремонт узла с указанием количества и стоимости вспомогательных материалов и запасных частей, а также фонда заработной платы.

На основе узловых ведомостей и смет составляется сводная ведомость дефектов и смета на агрегат в целом.

Не менее чем за 10 дней до начала ремонта бригадиру вручается ведомость дефектов и смета на ремонт каждого узла. После этого на производственном совещании бригада, обсудив объем и стоимость работ, принимает на себя конкретные социалистические обязательства по снижению трудозатрат, экономии материалов, запасных частей, фонда заработной платы, качеству и сокращению срока простоя.

В период капитального ремонта на специальной доске, установленной у фронта котла, вывешиваются показатели, отражающие ход капитального ремонта и итоги работы бригад и звеньев:

а) график ремонта агрегата с указанием объема и срока окончания работ по каждому узлу;

б) таблица норм расхода и стоимости наиболее ходовых материалов на капитальном ремонте агрегата;

в) сводная таблица плановой стоимости работ по отдельным узлам;

г) социалистические обязательства отдельных звеньев, бригад и всего ремонтного персонала.

Выдача и учет расхода материалов и запасных частей производятся цеховой кладовой по каждому узлу через бригадира. Для этой цели введен специальный журнал. Учет зарплат по каждому узлу производится техником-нормировщиком по сдельным нарядам.

По мере окончания работ на каждом узле бригадир и члены звена сдают узел мастеру и представителю центральной комиссии, закрепленному главным инженером за данным узлом. После приемки узла составляется акт узловой приемки оборудования.

После окончания всех работ на агрегате старший инженер по ремонту предъявляет начальнику цеха подписанные акты приемки всех узлов.

Прежде чем приступить к приемке агрегата из капитального ремонта, комиссия под председательством главного инженера электростанции проводит предварительное совещание, на котором инженер по ремонту докладывает о выполнении утвержденного объема и дополнительных работ, выявленных в процессе ремонта, проверяет техническую документацию (график, ведомость дефектов, формуляры, чертежи и т. д.) и сверяет их с фактическим положением. Мастера и бригадиры принимают непосредственное участие в приемке агрегата из ремонта.

После осмотра всех участков и опробования арматуры и механизмов комиссия заслушивает мнение каждого члена и мнение эксплуатационного персонала, участвовавшего в приемке. Затем составляется акт предварительной приемки агрегата с указанием дефектов и недоделок, требующих устранения до ввода агрегата в эксплуатацию.

После включения агрегата в эксплуатацию плановый, ремонтно-конструкторский отделы и бухгалтерия совместно с цехом подводят итоги и подсчет всех затрат по каждому звену.

Получив окончательные итоги по ремонту агрегата, цеховой комитет проводит проверку выполнения обязательств отдельными звеньями и всего коллектива ремонтников.

На собрании ремонтного персонала начальник цеха или председатель цехового комитета докладывают об итогах социалистического соревнования на данном агрегате. Лучшие звенья заносятся на цеховую доску почета и при наличии фонда директора премируются.

Описанная система организации капитального ремонта получила широкое распространение во всех цехах электростанции на ремонте оборудования, производственных зданий и жилищ.

Внедрение этой системы организации ремонта и соревнования среди ремонтного персонала за отличное качество и снижение стоимости ремонта оборудования дали положительные результаты в ходе ремонтной кампании 1952 г.

В результате экономия денежных средств от снижения стоимости капитального ремонта агрегатов в 1952 г. составила по котлоагрегатам 16,26% к сметной стоимости; по турбинам 9,5% и по генераторам 17,5%; сократились (на 10—15%) заказы в механический цех на изготовление запасных частей, приспособлений, инструмента и ремонт отдельных элементов оборудования, а также сэкономлено много материалов.

В процессе ремонта рабочие в содружестве с инженерно-техническими работниками вносят ряд рационализаторских предложений. Например, В. С. Смирнов предложил в период капитального ремонта не производить полной замены деталей тяговой цепи решетки, как это ежегодно делалось, а перебрать цепь и восстановить силами звена детали, имеющие небольшой износ. С этой целью звено разработало технологию сборки тяговой цепи на рабочем месте с использованием восстановленных и бывших в употреблении деталей, что позволило сэкономить на капитальном ремонте трех котлов 1000 пальцев цепной решетки, 900 щековин тяговой цепи, 650 фасонных звеньев и 740 роликов тяговой цепи на сумму 34 960 руб.

Слесарь И. И. Конидеев предложил на месте ремонтировать бимсы. Раньше в период капитального ремонта все бимсы снимались и отправлялись в механический цех для правки и наплавки изношенной части. Тов. Конидеев разработал приспособление для правки бимсов, и звено своими силами стало восстанавливать их без участия механического цеха. Это дало экономию 16 333 руб.

Слесарь А. А. Сапожников разработал приспособление для отвертывания гаек, болтов, которыми сочленяются бимсы с тяговой цепью решетки. Вследствие того, что болты работают в тяжелых температурных условиях, они настолько пригорали, что их практически не отворачивали, а срезали автогенном, так как требовались большие усилия, которые невозможно было создать из-за крайнего неудобства (трудно подобраться к гайке). В результате применения приспособления т. Сапожникова в настоящее время значительная часть гаек отворачивается и болты используются. Внедрение этого приспособления позволило сэкономить около 3 000 болтов.

Подобных примеров можно было бы привести много по каждой бригаде и звену.

В настоящее время по почину бригады слесарей т. Галкова во всех цехах электростанции соревнуется более 30 ремонтных бригад. Лучших результатов в социалистическом соревновании «За отличное качество и снижение затрат на ремонт каждого узла» имеют звенья: слесаря В. С. Смирнова, слесаря И. И. Конидеева, слесаря А. А. Сапожникова, слесаря Л. В. Иняшева, электрослесаря И. И. Мартышина, электромонтера И. К. Ефремова, электромонтера В. А. Оглоблина, электромонтера М. А. Старостина и др.

Наилучшие результаты в этом соревновании имеют звенья, руководимые новатором производства, бригадиром слесарей т. Галковым.

Почин бригады слесарей котельного цеха т. Галкова нашел широкое распространение на электростанции благодаря непосредственному руководству соревнованием со сто-

роны партийной и профсоюзной организаций, а также тесному содружеству инженерно-технических работников с новаторами производства.

Наиболее активное участие в распространении новой формы социалистического соревнования приняли: начальник котельного цеха В. И. Железняков, старший инженер по ремонту котельного цеха Ф. Н. Фокин, старший мастер И. Ф. Сафрыгин, старший инженер по ремонту электрооборудования А. А. Савельев, старший инженер по ремонту турбин П. Т. Семенов, техник ремонтно-конструкторского отдела Н. С. Вавилов и др.

Ремонтный персонал электростанции взял обязательства на основе социалистического соревнования «За отличное качество и снижение стоимости ремонта оборудования» сэкономить в 1952 г. против сметной стоимости 500 тыс. руб., в том числе 50 т металла, 10 т труб, запасных частей на сумму 40 тыс. руб., вспомогательных материалов на 50 тыс. руб. Предварительные итоги капитального ремонта показывают, что эти обязательства коллективом будут выполнены.

Инж. В. С. Белоусов

## Опыт эксплуатации дымососов с плосколопастным ротором

На одной из электростанций Юга на двухбарабанных котлах ТКЗ 120/150  $t/час$ , работающих на АШ (зольность 17—18%, тонкость помола  $R_{88} = 7 \div 9\%$ , содержание горючих в уносе 30—35%), были установлены дымососы типа Д-190 производительностью по 240 тыс.  $m^3/час$ , напором 220 мм вод. ст. при 730 об/мин и температуре уходящих газов 200°С. Дымососы оказались малозатратными и быстро выходили из строя из-за износа лопастей золы.

В течение 1949 г. на каждом дымососе по 3 раза менялись рабочие колеса и производилось 6 наплавов. Удельный расход электроэнергии на тягу составлял  $3,6 \div 3,8$   $квтч/т$  пара.

Для удлинения срока службы дымососов с апреля 1950 г. на электростанции начали внедрять дымососы с плосколопастным ротором (по предложению инженеров Ратиани и Реквава). Такой ротор (рис. 1) состоит из восьми плоских радиальных лопаток, прикрепленных к

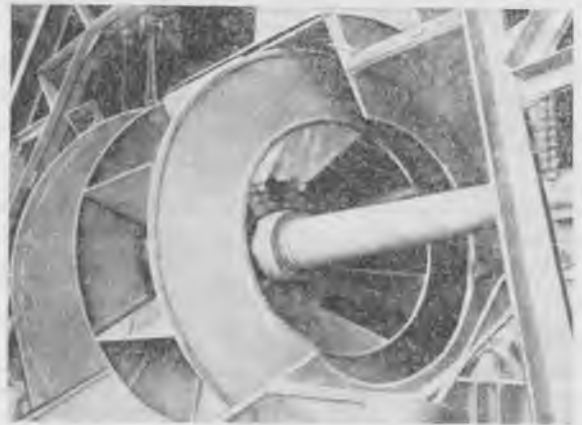


Рис. 1. Плосколопастный ротор дымососа.

специальным кронштейнам, которые, в свою очередь, укреплены на ступице. Новый ротор вписывается в существующий кожух без особых переделок. Он был установлен сначала на одном котле.

Эксплуатация таких колес показала, что они более износоустойчивы и несколько экономичнее колес дымососов Д-190. Продолжительность службы ротора увеличилась до одного года, повысилась надежность работы котельной, по тяге нагрузка котла не ограничивалась, а повышение избытков воздуха в топке позволило снизить потери с механическим недожогом на 0,5—1%. В связи с этим было принято решение смонтировать новые дымососы на всех установленных на электростанции котлах ТКЗ.

Колеса изготавливаются в механических мастерских электростанции. По конструкции они значительно проще

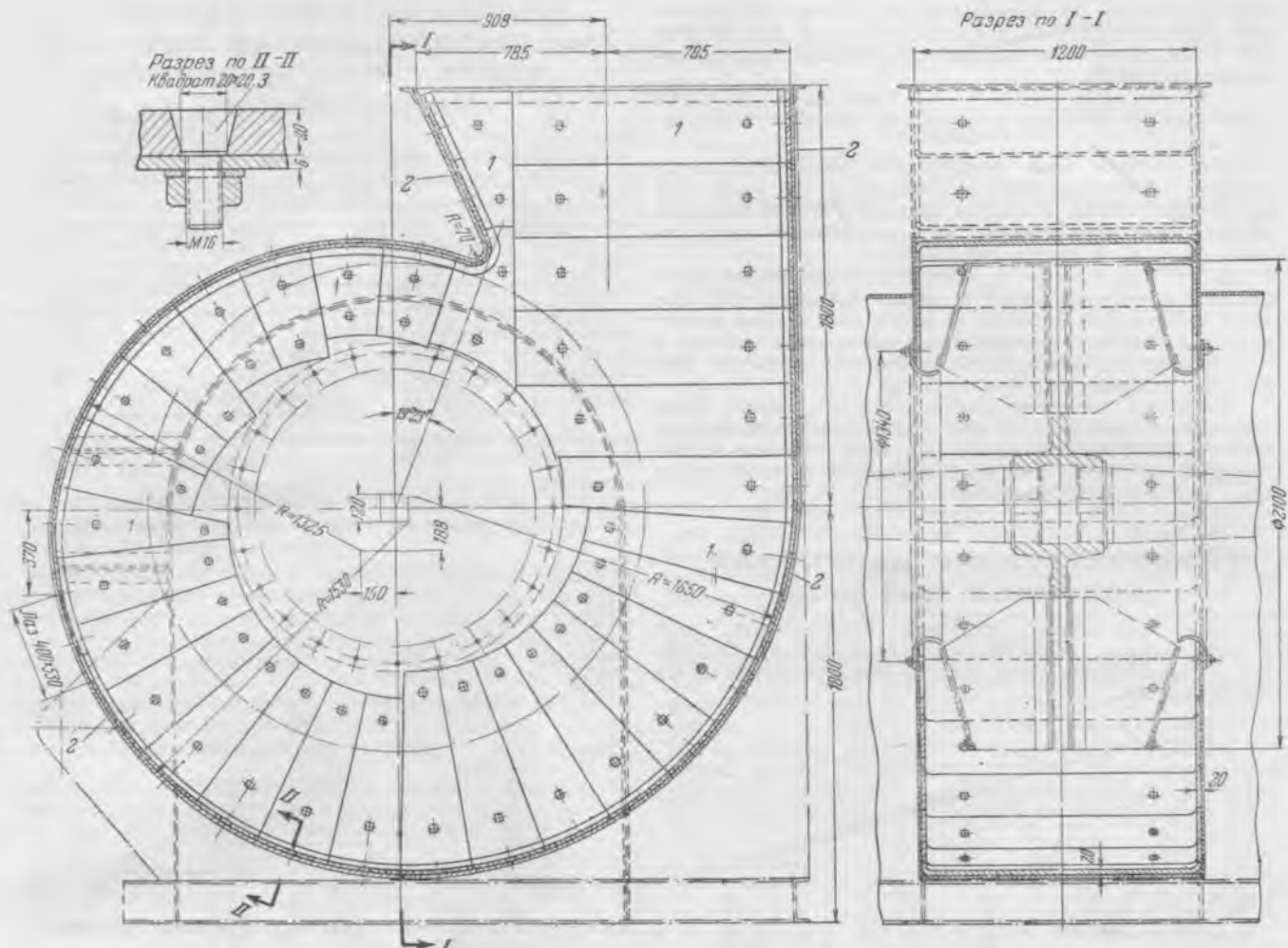


Рис. 2. Бронированный кожух дымососа.  
1 — боковая броня; 2 — кольцевая броня; 3 — специальный болт.

крылаток прежних типов; изготовление и ремонт их производятся в более короткие сроки. Стоимость изготовления плосколопастного ротора в механической мастерской электростанции составляет 3350 руб.

За время работы новых дымососов было замечено, что наибольшему износу подвергается кожух. С целью предупреждения его износа применяется чугунная броня, прикрепляемая к нему специальными болтами (рис. 2). Броня изготовляется на месте из отбеленного серого чугуна.

Для уменьшения износа лопаток производится наплавка их два раза в год электродами Т-590.

Основные показатели работы дымососов Д-190 при нормальной работе и при работе с плосколопастным ротором приведены в таблице (по эксплуатационным измерениям на одном и том же котле, за исключением последней графы, где даются результаты измерений Оргрэн на другом котле).

Из приведенных в таблице данных видно, что к. п. д. дымососов с прямыми лопатками в рабочей области выше к. п. д. дымососов Д-190 на 8—10% (абсолютных); напор также выше на 40—50 мм вод. ст. Повышение напора допускает длительную работу котлоагрегата, несмотря на увеличивающееся со временем его сопротивление из-за заноса летучей золой водяного экономайзера и воздухоподогревателя. При малых нагрузках значительную долю развиваемого напора приходится дросселировать шиберами на всасе дымососа.

Первые рабочие колеса с прямыми лопатками изготавливались с диаметром 1900 мм. При работе одного такого дымососа котел мог нести нагрузку до 110 т/час; обычно же котлы работают с более высокой производительностью. Для того чтобы при средних эксплуатационных нагрузках не включать второй дымосос, диаметр колес был увеличен до 2100 мм, что дало возможность создать

Наименование	Дымосос Д-190	Дымосос с плосколопастным ротором	
Нагрузка котла, т/час . . .	128	126	141
Производительность дымососов, тыс. м <sup>3</sup> /час . . .	329	322	360
Температура уходящих газов, °С . . . . .	172	184	198
Статический напор при $T_{ух}$ , мм вод. ст. . . . .	212	246	255
Напор, приведенный к 200° С, мм вод. ст. . . . .	200	238	254
Потребляемая мощность, кВт . . . . .	470	443	495
Коэффициент полезного действия дымососной установки . . . . .	0,405	0,487	0,505
Удельный расход электроэнергии на тягу, квтч/т пара . . . . .	3,66	3,52	3,50
Количество рабочих колес, сменяемых за год на одном дымососе . . . . .	3	1	—
Количество наплавки, производимых за год на одном дымососе . . . . .	6	2	—

одним дымососом достаточную тягу и при повышенных нагрузках.

Установка новых роторов обеспечила надежную и устойчивую работу тяговой установки, позволила поднять к. п. д. котлов, сократить расходы на ремонты и несколько снизить расход электроэнергии на тягу.

Эксплуатация плоскостных роторов показывает целесообразность их применения на установках, сжигающих многозольные угли с абразивной золой при отсутствии перед дымососом надежно работающего золоулавливающего устройства.

Инж. В. П. Ширшов

ОТ РЕДАКЦИИ

Как показал опыт эксплуатации на ряде электростанций с котлоагрегатами, работающими на пыли АШ без золоуловителей, дымососы системы Ратгани оказались весьма износоустойчивыми, но недостаточно экономичными (к. п. д. их составляет 50—55%).

Стендовые испытания, проведенные Орггрэс, а также анализ данных испытаний в натуре показали, что причины недостаточно высокого к. п. д. в ряде случаев заключаются в работе этих машин на невыгодном режиме и в некоторых случаях в излишне больших размерах спирального кожуха.

Стендовые испытания модели дымососа одного котла показали, что его к. п. д. при условии установки прямых входных коробок составил бы 58%; при внесении в конструкцию дымососа некоторых улучшений к. п. д. может быть еще несколько повышен.

### Реконструкция вальцевой дробилки для угля

Для экономичного сжигания подмосковного угля в топках котлов, оборудованных механическими решетками, необходимо дробление угля до размера кусков не более 50—55 мм.

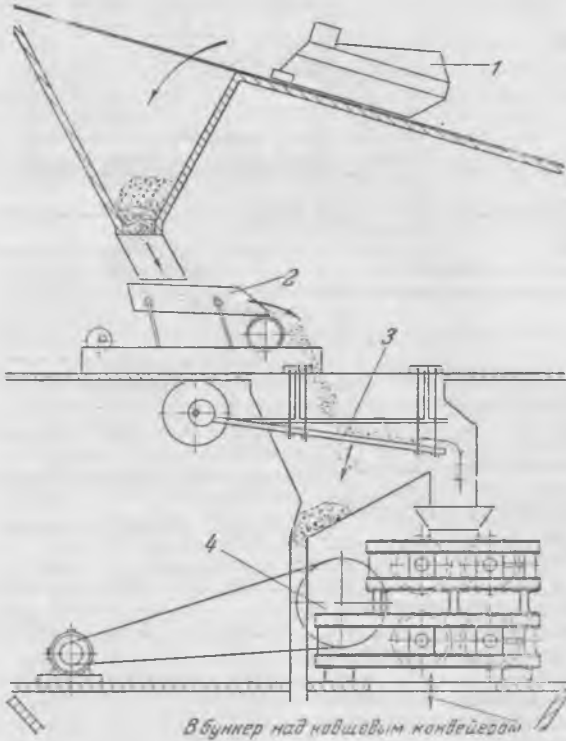


Рис. 1. Схема установки вальцевой дробилки.

1—скреперная лопата; 2—лотковый питатель; 3—колосниковый питатель; 4—двухпарная вальцевая дробилка.

На теплоцентрали двухпарная вальцевая дробилка системы «Стальпроммеханизация» (рис. 1) не обеспечивала дробление угля до требуемого размера, так как зазоры между вальцами были слишком велики. Зазор между верхней парой валцов (по окружности зубьев) был равен 110 мм, а между нижней парой — 10 мм. Крупные и твердые куски угля, попадая на верхние валцы, раздвигали последние так, что зазор между ними вследствие наличия пружинного амортизатора на заднем валце еще больше увеличивался. На нижние валцы поступало большее количество угля с размером кусков, значительно большим 110 мм, и нижние валцы вследствие перегрузки либо забивались, что вызывало аварийную остановку, либо

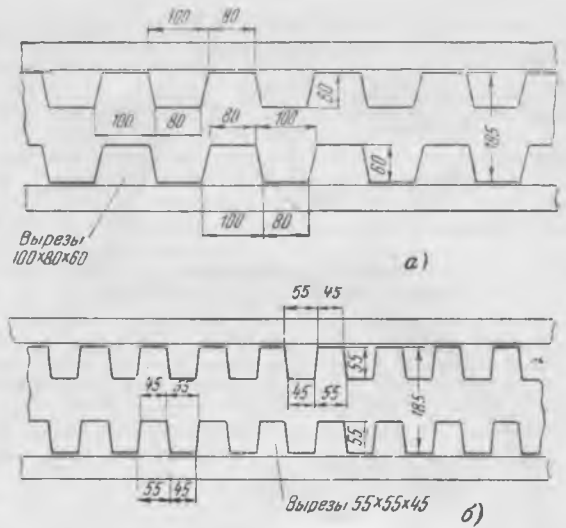


Рис. 2. Пластина колосникового питателя. а—до реконструкции; б—после реконструкции.

сильно отодвигался задний палец на амортизаторе и валцы пропускали куски угля размером более 110 мм. Кроме того, крупные плоские куски угля проходили в бункер топки через отверстия колосникового питателя, минуя дробилку, так как размер этих отверстий был 100 × 60 мм.

Для улучшения дробления были изменены размеры между вальцами и уменьшены зазоры колосникового питателя (рис. 2); зазор между верхними вальцами (между

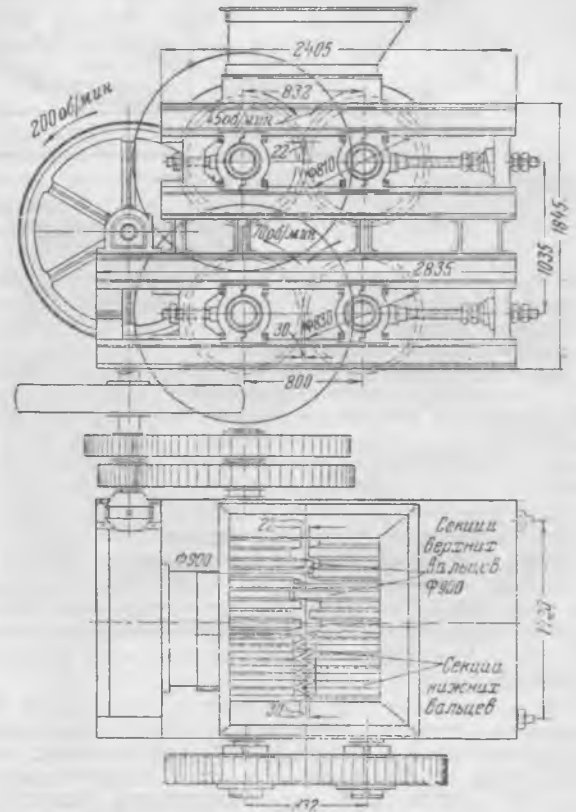


Рис. 3. Вальцевая дробилка после реконструкции.

наружными окружностями зубьев) установлен 22 мм вместо 110 мм; нижние валцы установлены так, что зубья одного вальца входят во впадины другого с зазором 30 мм. Отверстия между пластинами колосникового питателя уменьшены до 45 × 55 мм вместо прежних 100 × 60 мм (рис. 3).

В результате этих переделок размеры кусков угля не превышают 50 мм.

# Эксплуатация изоляции открытых распределительных устройств на тепловой электростанции

Изоляторы распределительных устройств тепловых электростанций часто интенсивно загрязняются уносами, содержащимися в дымовых газах котельной. В течение 2-3 лет эксплуатации поверхность изоляторов покрывается твердой пленкой налета, особенно у металлической шапки изолятора. Эта пленка сильно снижает мокроразрядное напряжение изоляторов и затрудняет их самоочистку, так как поверхность фарфора становится шероховатой.

Чистка загрязненных изоляторов обычным способом на месте установки не дает положительных результатов, так как сцементированная пленка грязи не растворяется в спирте, бензине и в других обычно применяемых растворителях.

Радикальный метод очистки изоляторов заключается в обмывке их отмученной глиной. Хотя этот способ и очень трудоемок, но он вполне оправдывается практикой, так как промытые таким образом изоляторы ни по электрическим свойствам, ни по внешнему виду глазури не отличаются от новых изоляторов.

На одной из тепловых электростанций установлена периодичность чистки изоляторов — один раз в два года. Подвесная изоляция во время капитальных ремонтов оборудования заменяется заранее подготовленной (промытой и испытанной), а опорная изоляция (разъединителей) и вводы масляных выключателей и трансформаторов промываются на месте установки во время плановых отключений оборудования в летнее время.

Указанный метод очистки фарфоровой изоляции проводится регулярно с 1944 г. Начиная с этого времени, на электростанции не было аварий, связанных с перекрытием изоляции, как это видно из сопоставления количества аварий изоляции распределительных устройств 35 и 110 кв (по годам):

1941—1942 гг. . . . .	аварий из-за повреждения изоляции не было
1943 г. . . . .	были две аварии с недоотпуском 38 тыс. квтч
1944—1949 гг. . . . .	аварий не было
1950 г. . . . .	была одна авария с недоотпуском 100 квтч

Авария в 1950 г. с перекрытием изолятора в распределительном устройстве 35 кв не является характерной с рассматриваемой точки зрения, так как был перекрыт изолятор, имеющий недостаточную изоляционную прочность, ошибочно установленный за несколько месяцев до аварии (один изолятор ОС-1 вместо двух).

Для очистки изоляторов некоторое количество обыкновенной красной глины растворяется в ведре. Раствору дают отстояться несколько часов для отделения мелких камней и песка, после чего его осторожно сливают в другую посуду. Раствор отмученной глины разводится водой до консистенции сметаны, после чего используется для чистки изоляторов.

Необходимо отметить, что при очистке изолятора на месте установки поверхность его следует тщательно промывать от остатков глины. Налет несмытой глины при высыхании совершенно незаметен на-глаз, при смачивании же такого изолятора дождем мокроразрядное напряжение его сильно понижается.

Таким образом, своевременная периодическая очистка фарфоровой изоляции открытых распределительных устройств и замена конструктивно ненадежных изоляторов, имеющих недостаточную электрическую прочность, в значительной степени увеличивают надежность работы этого электрооборудования.

Инж. А. Ф. Васильев

## Усиление и повышение надежности сборных шин подстанций 110 кв

На одной из электростанций в связи с ростом генерируемой мощности потребовалось усилить сборные шины 110 кв на участках существующих пяти ячеек. Проектирую-

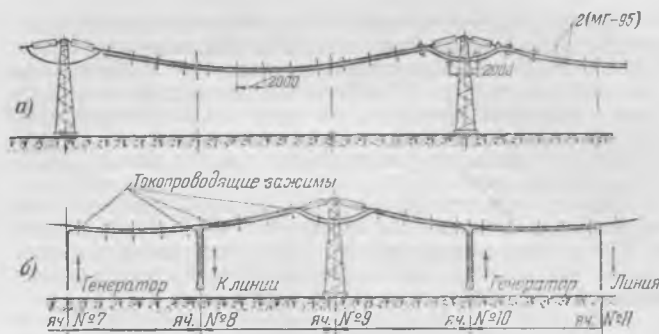


Рис. 1. Усиление сборных шин 110 кв. а — по предложению проектирующей организации; б — по предложению энергосистемы.

щей организацией был предложен следующий способ усиления: к существующим проводам подвешивается по одному дополнительному проводу сечением 95 мм<sup>2</sup> на фазу с помощью трехболтовых бронзовых зажимов типа ПМ-95П, устанавливаемых через каждые 2 м, а всего для двух систем шин 168 шт. (рис. 1,а). Старые спуски шин к разъединителям с тройниковыми зажимами сохранялись и предусматривалась установка дополнительных спусков от подвешиваемого провода.

В целях экономии металла в соответствии с циркуляром № 59 Технического управления МЭС (см. «Сборник директивных указаний») инж. А. Н. Поповым был предложен другой способ. Дополнительный провод подвешивался заодно со спусками из целого куска, с ликвидацией старых спусков с тройниковыми зажимами (рис. 1,б). Токотransмиссионные зажимы выбирались бронзовыми с учетом передаваемых потоков мощностей. Они были установлены только у каждого спуска (всего 36 зажимов); остальные поддерживающие зажимы в количестве 132 шт. выполнены сталь-

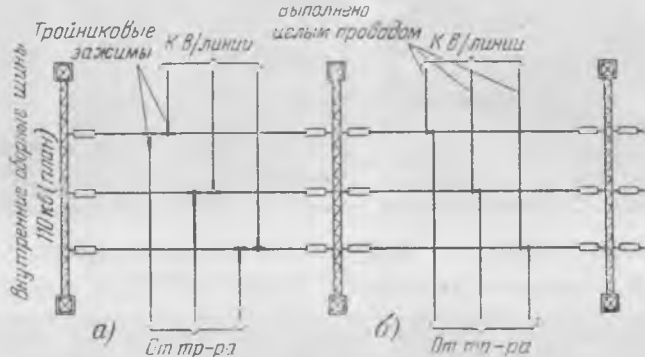


Рис. 2. Повышение надежности сборных шин 110 кв путем освобождения от тройниковых зажимов. а — прежний способ монтажа; б — монтаж стальных проводов.

ными оцинкованными, облегченными на одну треть по весу, что достигнуто укорочением их на 1 болт.

В стальных зажимах с целью предохранения провода была предусмотрена прокладка медной фольги, а под гайку и болт установлены немагнитные шайбы.

Вся работа по усилению сборных шин произведена с помощью поочередных отключений линий и систем шин в течение нескольких дней. По сравнению с вариантом проектирующей организации получена экономия в медном проводе до 200 кг и в бронзе до 370 кг.

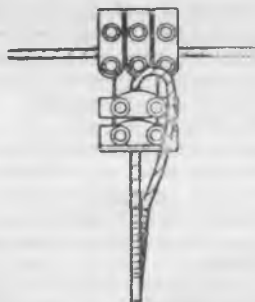


Рис. 3. Петлевание на тройниковом зажиме для устранения выпадания спуска.

На другой подстанции 110 кВ, также по предложению инж. А. Н. Попова, была повышена надежность сборных шин путем освобождения от тройниковых зажимов, как это показано на рис. 2. Выполнение присоединения спусков целым проводом при учете, что против каждого трансформатора к шинам присоединяется линия, облегчает работу зажимов и позволяет увеличить промежуток между ремонтами сборных шин.

Может представить интерес способ присоединения спусков, примененный на одной из подстанций, находящейся у моря и подверженной влиянию частых ветров. Здесь произведено петлевание на тройниковых зажимах для предотвращения выпадания спуска (рис. 3).

Аналогично можно смонтировать и другой конец спуска в аппаратном зажиме. Усиление аппаратных зажимов может быть рациональным, поскольку случаи выпадения спуска из них наблюдались и приводили к замыканиям на землю.

Инж. Н. В. Николаева

## Устройство для записи приращения активной мощности генератора

При настройке регуляторов частоты и активной мощности необходимо знать, каким образом реализуется импульс, подаваемый регулятором частоты (мощности) на регулятор скорости турбины. Кафедрой электрических станций Ленинградского политехнического института им. М. И. Калинина на одной из электростанций было проведено осциллографирование активной мощности гидрогенераторов в момент подачи импульса от регулятора мощности.

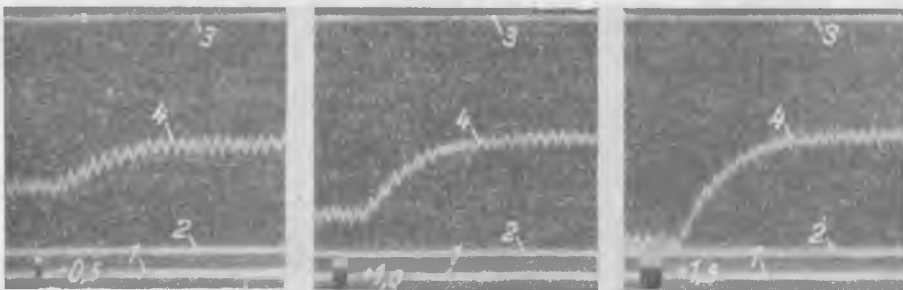


Рис. 1. Осциллограммы увеличения активной мощности гидрогенератором после подачи импульса.

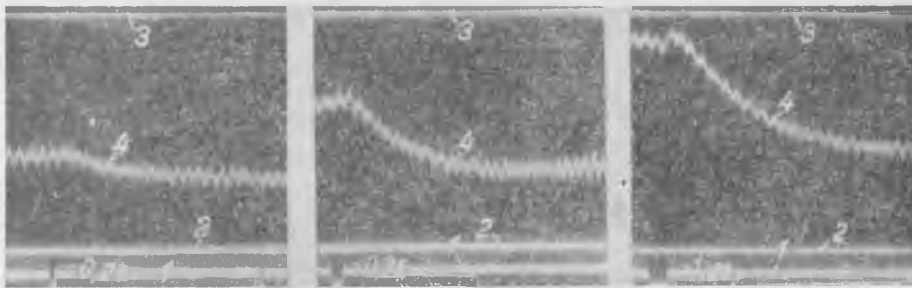


Рис. 2. Осциллограммы уменьшения активной мощности гидрогенератором после подачи импульса.

На рис. 1 приведены осциллограммы увеличения, а на рис. 2 — осциллограммы снижения активной мощности гидрогенератором после подачи импульса. Осциллографирование мощности производилось следующим образом. Генератору задавалась начальная мощность  $P_0$  и подавался импульс на «прибавить» или на «убавить» различной длительности (в пределах 0,25 ÷ 1,5 сек.) на электродвигатель ограничителя регулятора скорости турбины. Длительность и момент подачи импульса отмечались на осциллограммах линией 1. На каждой из осциллограмм указана длительность импульса. Например, + 0,5 означает, что был подан импульс на «прибавить» длительностью 0,5 сек.

Кривая 4 представляет собой мощность генератора. На осциллограммах нанесен масштаб мощности — линия 2 соот-

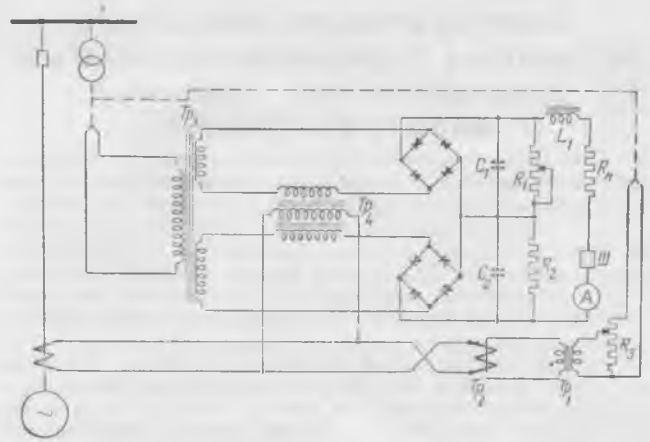


Рис. 3. Схема устройства для записи приращения мощности генератора.

ветствует мощности 10 тыс. кВт, линия 3 — мощности 20 тыс. кВт. Так, например, на осциллограмме рис. 2 (третья осциллограмма) можно видеть, что был подан импульс на «убавить» длительностью 1,25 сек. Начальная мощность генератора была 19 тыс. кВт, а мощность после реализации импульса — 14,5 тыс. кВт.

Схема для записи активной мощности представлена на рис. 3. К трансформатору  $Tr_3$  питание подводится от трансформатора напряжения и к трансформатору  $Tr_4$  — от трансформатора тока.

Напряжение на конденсаторах  $U_{C1}$  и  $U_{C2}$  определяется геометрической суммой напряжений вторичных обмоток трансформаторов  $Tr_3$  и  $Tr_4$ .

При

$$I_{a.gen} = 0 \text{ и } I_{p.gen} \neq 0,$$

$$U_{C1} = U_{C2},$$

где  $I_{a.gen}$  — активная составляющая тока генератора;

$I_{p.gen}$  — реактивная составляющая тока генератора и ток по сопротивлению  $R_n$  не проходит.

При

$$I_{a.gen} \neq 0,$$

$$U_{C1} \neq U_{C2}$$

и по сопротивлению  $R_n$  протекает ток  $i_n$ , пропорциональный активному току генератора.

При постоянном напряжении на шинах электростанции (на время проведения опыта это вполне возможно) ток, протекающий по  $R_n$ , пропорционален активной мощности генератора. Последовательно с  $R_n$  включен шлейф осциллографа Ш.

Для целей записи приращений активной мощности в схеме предусмотрена компенсация активного тока генератора, поступающего в трансформатор  $Tr_4$ . Компенсация осуществляется от трансформатора  $Tr_2$ , питающегося через понижающий трансформатор  $Tr_1$  от трансформатора напряжения. При опыте нужно, регулируя подведенное напряжение трансформатора  $Tr_1$ , добиться, чтобы при заданной активной мощности генератора  $P_0$  разность активных составляющих тока, поступающих в трансформатор  $Tr_4$ , от трансформатора тока генератора и трансформатора тока  $Tr_2$ , была равна нулю. При этом ток в шлейфе осциллографа не будет. После подачи импульса на «прибавить» активная мощность генератора увеличится и осциллограф запишет только приращение активной мощности.

Предварительно производится компенсация токов трансформатора тока генератора и трансформатора  $Tr_2$  при двух предельных нагрузках. На эти точки настраиваются два шлейфа и затем записываются масштабные линии, например, 10 и 20 тыс. кВт на осциллограммах (линии 2 и 3).

В целях уменьшения мощности, потребляемой компенсирующим устройством от трансформатора напряжения, трансформатор  $Tp_1$  может быть выполнен в виде автотрансформатора и тогда можно исключить сопротивление  $R_3$ .

При небольших значениях активного тока, поступающего в трансформатор  $Tp_4$  (при наличии компенсации имеет место именно такой случай), реактивная составляющая  $I_{p, \text{ген}}$  не оказывает заметного влияния на ток  $i_n$ .

Устройство, использованное для записи приращения мощности, характеризуется следующими данными:

коэффициент трансформации  $Tp_3 - n_3 = 2$ ;  $Tp_4 - n_4 = 100$  и  $Tp_1 - n_1 = 100$ ;  $Tp_2$  — трансформатор тока  $10/5$ ,

$C_1 = C_2 = 10 \text{ мф}$ ;  $R_1 = R_2 = 5000 \text{ ом}$ ;  $R_3 = 2000 \text{ ом}$ ;

$L_1 = 15 \text{ гн}$ ;  $R_n$  — подбирается по шлейфу осциллографа.

Инж. Г. М. Павлов

## Влияние электросварки на работу релейной защиты

На одной из линий 35 кВ, питающей понижающий трансформатор 35/10 кВ, в течение длительного времени периодически наблюдались броски тока нагрузки. Неоднократные опросы потребителей, питающихся по этой линии, не выявили каких-либо ненормальностей в работе.

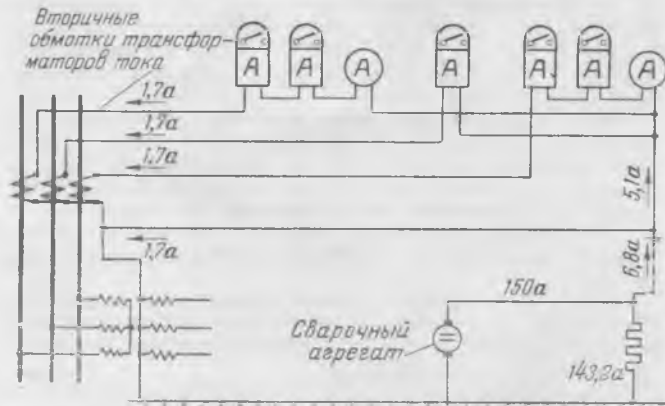
Последний случай толчка тока нагрузки был настолько велик, что начала работать максимальная токовая защита. Это заставило и работников энергосистемы, и персонал подстанции более серьезно разобраться в явлении с целью выяснения причины и устранения ее.

После детального анализа обстановки, проверок защиты линий 10 кВ, настроенной на ступень ниже защиты линии 35 кВ, причина работы защиты была обнаружена. Оказалось, что на расстоянии 150 м от подстанции проводились электросварочные работы от двигатель-генератора, временно находившегося на подстанции.

Проверкой состояния схемы защиты было установлено наличие двух точек заземления во вторичных токовых цепях — одно заземление у трансформаторов тока, второе — на щите управления, на расстоянии 40 м от первого. Вопреки существующему положению о необходимости иметь только одно заземление на щите управления, местной службой РЗАИ к вольтметрам контроля изоляции 10 кВ был подсоединен нулевой провод трансформаторов тока и он же был подсоединен к заземленной нулевой точке трансформатора напряжения 10 кВ (см. рисунок). Наличие двух заземлений во вторичных цепях защиты дало основание предполагать, что блуждающие токи электросварки могут ответвляться в цепи вторичной коммутации, вызывать резкие колебания в показаниях амперметров и доводить реле максимальной защиты до срабатывания.

Опросом электросварщиков было установлено, что сварочные работы проводились при использовании в качестве обратного провода контура заземления, проложенного в кабельном канале.

Для подтверждения этого вывода после перевода защиты линии на шинносоединительный выключатель 35 кВ были воспроизведены аналогичные сварочные работы. Наблюдавшиеся ранее броски тока повторились. Величина токов и распределение их показаны на рисунке.



Для предупреждения повторения подобных случаев на указанной подстанции были разделены вторичные токовые цепи и цепи напряжения путем выделения для нулевого провода трансформаторов напряжения 10 кВ самостоятельной жилы в кабеле.

Всем предприятиям энергосистемы предложено:

1) проверить схемы вторичной цепи и, если будут выявлены вторые точки заземления, устранить их;

2) при производстве электросварочных работ, на электростанциях и подстанциях не пользоваться контуром заземления в качестве обратного провода; сварочные работы вести только по двухпроводной сети.

Инж. П. Д. Дорохин

## ОТ РЕДАКЦИИ

На недопустимость выполнения заземлений токовых цепей в двух точках неоднократно указывалось в директивных материалах МЭС (см., например § 27 раздела «Релейная защита» «Правил устройства электротехнических установок»). Следует указать, что и при заземлении только в одной точке в случаях повреждения изоляции в токовых цепях возможны нарушения работы защиты и приборов при электросварке с нарушением контура рабочего заземления в качестве обратного провода. Несмотря на общеизвестность указанных «Правил», в практике эксплуатации еще наблюдаются случаи их нарушения и, как следствие, ложные действия защиты. Поэтому редакция сочла целесообразным опубликовать эту заметку в порядке напоминания.

## Отказ защиты с одним реле, включенным на разность токов

При повреждении в сети низкого напряжения у потребителя, присоединенной к трансформатору 560 кВА, 6/0,4 кВ, релейная защита отключила выключатель питающей кабельной линии на распределительном пункте. Защита как трансформатора, так и на вводе линии к потребителю не сработала.

Установленный трансформатор имеет схему соединения звезда/звезда с наглухо заземленным нулем со стороны низшего напряжения. Защиты трансформатора и ввода выполнены одним реле, включенным на разность токов.

Осмотром обнаружено, что на стороне низшего напряжения произошло однофазное замыкание на землю той фазы, на которой не установлен трансформатор тока. В этом случае со стороны высшего напряжения в соответствующей поврежденной фазе протекал ток, равный  $\frac{2}{3}I_2$  ( $I_2$  — ток однофазного короткого замыкания на стороне низшего напряжения), приведенный к первичной обмотке, а в двух других фазах протекали токи, одинаковые по величине и направлению и равные  $\frac{1}{3}I_2$ .

Очевидно, что при этих условиях разность токов, протекающих во вторичных обмотках трансформаторов тока, практически равна нулю и, следовательно, защита, выполненная одним включенным на разность токов реле, не могла работать.

Защита силового трансформатора с соединением обмоток звезда/звезда с наглухо заземленным нулем, выполненная одним включенным на разность токов реле, не подействует в 33% случаев однофазного короткого замыкания в сети низшего напряжения или однофазного замыкания на корпус вторичной обмотки трансформатора.

Для защиты трансформатора от всех случаев короткого замыкания следует, как правило, применять два включенные на фазные токи реле, а при применении одного включенного на разность токов реле необходимо установить дополнительно максимальную токовую защиту в нулевом проводе на стороне низшего напряжения.

Канд. техн. наук К. И. Ройстачер

## ОТ РЕДАКЦИИ

«Правилами устройства электротехнических установок» (вып. 2, Госэнергоиздат, 1950), в § 66 раздела «Релейная защита», предписывается на трансформаторах, подобных приведенному т. Ройстачером, предусматривать защиту от однофазных замыканий на стороне низкого напряжения. Там же указаны и возможные способы выполнения этой защиты. Однако описанный случай показывает, что в ряде мест это указание «Правил» остается не выполненным.

*В Техническом управлении  
Министерства*

**О мероприятиях по улучшению  
влагонепроницаемости  
маломасляных выключателей  
типа МГ-35**

В конце 1951 г. и в начале 1952 г. на нескольких выключателях типа МГ-35 произошли повреждения бумажно-бакелитовых проходных изоляторов (вводов) конденсаторного типа, заключающиеся в перекрытии нижнего конца конденсаторного ввода, приводящем к обугливанию его поверхности. Основной причиной таких повреждений является попадание дождевой воды на поверхность нижнего конца ввода или на внутреннюю поверхность среднего фарфорового изолятора.

В связи с изложенным Техническим управлением рекомендуется (противоаварийный циркуляр № 7/Э от 10 июня 1952 г.) при эксплуатации выключателей типа МГ-35 провести следующие мероприятия.

Перед вводом в эксплуатацию или при очередной ревизии выключателей следует обращать внимание на правильную установку боковых щитов с резиновыми прокладками, закрывающих механизм, и проверять тщательность затяжки всех болтов, крепящих щиты. При этом не следует допускать попадания резиновой прокладки на выступающее ребро основания сварной рамы.

Кроме того, необходимо подвергнуть проверке на плотность сварочные швы шпилек в заглушке, закрывающей верхнее отверстие в раме механизма для установки тяги, а также наружные швы барабанов (коробок) трансформаторов тока (вертикальный шов барабана и горизонтальный — на фланце). Проверка плотности швов может быть произведена путем предварительной окраски одной стороны швов разведенным на воде мелом и последующей промазки (после высыхания краски) другой стороны швов кистью или тряпкой, смоченной керосином. Дефектные места выявляются по появлению керосиновых пятен на окрашенной мелом поверхности швов. Выявленные неплотности швов следует заварить.

Для предотвращения возможности стекания случайно попавшей в выключатель воды непосредственно по поверхности бакелитовых и фарфоровых изоляторов предлагается установить на всех находящихся в эксплуатации или подготовленных к вводу выключателях маслястойкие резиновые прокладки и уплотнения с проточенными на них с нижней стороны кольцевыми канавками. По вопросу получения прокладок следует обращаться непосредственно на завод «Электроаппарат».

Для установки прокладок и уплотнений необходимо выполнить следующие работы:

- а) снять горшки с малоуказателями, отвернув 12 гаек;
- б) отвернув 2 гайки по поперечной оси фазы, на стальном фланце нижнего фарфорового изолятора, освободить 2 установочных шпильки с бортиками, после чего гасительная камера вместе с гасительным устройством опускается вниз (10 простых шпилек остаются при этом ввернутыми в стальной сварной фланец изолятора);
- в) отвернуть 6 гаек под газоотводом; при этом опускается нижний фарфоровый изолятор (поддержать); газоотвод остается висеть на двух установочных шпильках;
- г) отвернуть 2 гайки по поперечной оси фазы на фланце над газоотводом, освободить 2 установочные шпильки с бортиками, после чего газоотвод опускается вниз (4 простые шпильки остаются при этом во фланце второго, среднего, изолятора);
- д) отстопорить и отвернуть экран с клапаном с нижнего конца трубы конденсаторного ввода;
- е) отвернуть 6 болтов на верхнем фланце второго (среднего) изолятора, после чего изолятор опускается вниз (поддержать);

ж) резиновое уплотнение с натягом надеть снизу на втулку, установив его (канавкой вниз) на расстоянии 5 мм от изоляционного диска поставки трансформатора тока;

з) произвести сборку — в обратном порядке, установив между стальным промежуточным диском, закрывающим коробку трансформатора тока, и верхним фланцем среднего изолятора вместо старой — новую резиновую прокладку, проточкой вниз.

При разборке и сборке выключателя пользоваться заводской инструкцией № МЭ-206-49 по монтажу и эксплуатации маломасляных выключателей типа МГ-35.

**Об уменьшении времени  
действия релейной защиты,  
автоматического повторного  
включения и автоматического  
включения резервного питания**

В ряде энергосистем имели место аварии, причиной развития которых было наличие больших выдержек времени релейной защиты, автоматического повторного включения и автоматического включения резервного питания.

Имеющийся опыт эксплуатации полностью подтверждает, что быстрее отключение повреждений, сопровождающихся глубокой посадкой напряжения, является основным средством сохранения устойчивости параллельной работы электростанций при авариях, а также обеспечения бесперебойного питания электроэнергией большей части потребителей и восстановления питания отключенных потребителей.

С этой целью в энергосистемах широко внедряются быстродействующие защиты (отсечки, высокочастотная защита, дифференциальная продольная защита, дифференциальная защита шин), новые быстродействующие выключатели, автоматическое повторное включение и автоматическое включение резервного питания.

Однако до сих пор во многих энергосистемах стремятся при выполнении релейной защиты и АПВ в первую очередь обязательно обеспечить полную селективность их действия во всех случаях, даже в ущерб основной задаче — быстрому отключению повреждений при глубоких посадках напряжения.

Такая установка является ошибочной, так как при этом вспомогательная задача обеспечения правильного действия релейной защиты противопоставляется основной задаче обеспечения надежной работы электростанций и энергосистемы в целом, а дополнительные возможности обеспечения бесперебойной работы, получаемые в результате широкого внедрения АПВ и АВР, используются неполностью.

Учитывая изложенное, Техническое управление предлагает (эксплуатационный циркуляр № 1/Э от 7 января 1952 г.):

1. Проверить выполнение указаний, изложенных в «Правилах устройства электротехнических установок», выпуск 2, Госэнергоиздат, 1950, §§ 5, 10, 17, 74, 102, 112 раздела I «Релейная защита» и § 6 раздела II «Автоматика электрических систем».
2. В шестимесячный срок наметить мероприятия по снижению выдержек времени релейной защиты, АПВ и АВР, особенно резервных защит, необходимые и целесообразные для повышения надежности работы энергосистем, исходя из следующих дополнительных положений:
  - а) Ступени выдержки времени могут выбираться меньше общепринятых до настоящего времени 0,7 сек., за счет:
    - учета фактического времени действия имеющихся выключателей и особенно быстродействующих, в частности, времени гашения дуги вместо времени полного расхождения контактов выключателей;
    - уменьшения времени запаса, принимаемого при определении ступени выдержки времени (до 0,1 сек.);

уменьшения выдержки времени для защит так называемой II ступени, отстраиваемых от быстродействующих защит, исходя из отсутствия на последних элементов выдержки времени и возможности при выборе ступени вместо двойной ошибки реле времени считаться только с ошибкой реле времени защиты II ступени в сторону уменьшения;

снижения ошибок реле времени путем уменьшения пределов шкалы реле ниже пределов в 4, 6 и 10 сек, на которые в настоящее время выпускаются реле времени отечественными заводами.

б) При выводе в ревизию основной быстродействующей защиты присоединение должно быть защищено другой быстродействующей защитой, хотя бы и временной, причем если последняя не полностью селективная, то для исправления возможного неправильного ее действия должно быть предусмотрено АПВ.

в) Специальные выдержки времени АПВ для заполнения маслом гасительных камер масляных выключателей 35/110/220 кВ для первого цикла АПВ не должны предусматриваться.

г) АПВ с проверкой синхронизма встречного напряжения могут отстраиваться по времени только от вторых зон защиты, а в отдельных случаях, если это необходимо, только от основных быстродействующих защит (при этом за счет допущения отказа АПВ при действии резервных защит обеспечивается быстрое повторное включение в большей части случаев отключения линий).

д) В устройствах АВР, кроме пуска минимального напряжения, имеющего выдержки времени для отстройки от отсечек на ответвлениях, предусматривать мгновенный пуск от блок-контактов тех выключателей, отключение которых снимает питание.

3. Мероприятия по уменьшению выдержек времени защит и АПВ, которые могут повлечь за собой неселективные действия защиты или отказ АПВ, должны утверждаться главным инженером районного управления или энергокомбината.

4. О разработанных и выполненных практических мероприятиях по снижению времени действия устройств релейной защиты, АПВ и АВР, а также о результатах их эксплуатации сообщать в Техническое управление.

## Конференция читателей журнала „Электрические станции“ в Киеве

В сентябре 1952 г. в г. Киеве состоялась конференция читателей журнала «Электрические станции», организованная Киевским отделением Всесоюзного научного инженерно-технического общества энергетиков.

Собравшиеся читатели журнала заслушали и обсудили доклад редколлегии о работе журнала «Электрические станции» в 1951—1952 гг.

За год и 9 мес., т. е. в 21 номере журнала, было помещено свыше 700 статей, посвященных теплотехническим, электротехническим и строительно-монтажным вопросам.

Тематика журнала была в основе своей направлена на содействие успешному выполнению и перевыполнению заданий партии и правительства по дальнейшему развитию энергетики и бесперебойному снабжению электроэнергией и теплом народного хозяйства. Основные статьи журнала посвящались вопросам строительства и монтажа электростанций и установкам высоких параметров. Большое внимание уделялось тепловой автоматике, профилактике, изоляции, эксплуатации генераторов и трансформаторов, скоростным ремонтам.

По некоторым теплотехническим и электротехническим вопросам редакцией были организованы на страницах журнала дискуссии, которые вызвали оживленный обмен мнениями и позволили наметить наиболее правильные решения вопросов, например: дискуссии о периодичности ремонта выключателей, о барботаже в деаэраторах питательной воды, об одиночной системе шин на электростанциях и подстанциях и др.

Большое внимание уделялось также обмену эксплуатационным и строительно-монтажным опытом. В значитель-

ном количестве статей и заметок освещался полезный опыт эксплуатации и монтажа. Недостаточное внимание за отчетный период уделено было вопросам проектирования тепловых электростанций, снижению потерь в сетях, телемеханизации диспетчерского управления энергосистем.

Авторами опубликованных статей являются работники: электростанций и районных управлений — 41%; строительно-монтажных организаций — 16%; наладочных организаций и исследовательских институтов — 24%; проектных организаций — 8%; заводов — 4% и других — 7%.

Работа редакции журнала подверглась широкому обсуждению и критике. Выступавшие отмечали недостаточное поступление статей от киевских авторов и читателей и указали на ряд недостатков в работе журнала.

Проф. А. В. Орловский (председатель Правления КОНИТОЭ) отметил, что редакция не информирует в достаточной мере читателей о подготовке к печати новой технической литературы, не освещаются вопросы проектирования и эксплуатации средних и малых электростанций, эксплуатации гидроэлектростанций; мало статей перспективного порядка.

Инж. С. Е. Кашпровский (Киевэнерго) указал на недостаточное внимание, уделяемое журналом вопросам автоматики и телемеханики. Не освещена на страницах журнала телеизмерительная установка типа ВРТ.

Инж. К. Я. Андрияшев (Киевэнерго) отметил недостаточное освещение в журнале вопросов работы кабельных сетей и аппаратуры по профилактическим испытаниям кабелей.

Инженеры А. А. Заико, В. П. Шанин и К. З. Кушнаренко указали на несистематичность освещения вопросов, связанных с экономикой и организацией электропроизводства, недостаточность руководящих статей и статей, освещающих работу с персоналом. Журнал по объему мал и его надо увеличить.

Кроме того, Киевским отделением ВНИТОЭ были переданы замечания о работе журнала от Секции электрических станций и сетей Саратовского отделения ВНИТОЭ, которые были присланы в г. Киев в связи с подготавливавшейся КОНИТОЭ конференцией.

Аналогичная конференция читателей в этом году была проведена также в г. Свердловске.

Прошедшие конференции в Свердловске и Киеве показали, что читатели журнала «Электрические станции» живо интересуются его работой. Участники конференций дали ряд ценных предложений по улучшению журнала. Это подтверждает безусловную целесообразность систематического проведения аналогичных конференций в ряде крупных городов и промышленных центров с мощным энергетическим хозяйством.

М. С.

## Сессия по улучшению сжигания антрацитов и тощих углей

В июне 1952 г. в Ростове н/Д состоялась организованная Ростовским отделением ВНИТОЭ научно-техническая сессия по усовершенствованию способов сжигания антрацита и тощего угля, в работе которой приняло участие 107 представителей электростанций, проектных и монтажных организаций, учебных заведений и научно-исследовательских институтов. Было заслушано и обсуждено 14 докладов.

Канд. техн. наук А. Н. Лебедев (ВТИ) в докладе «Двухступенчатое пылесжигание тощих углей и АШ под мощными котлами» охарактеризовал особенности сжигания антрацитов и тощих углей и указал основные факторы, обеспечивающие эффективное и устойчивое воспламенение пыле-воздушной смеси и интенсификацию горения этой смеси.

Докладчик указал, что сущность двухступенчатой организации пылесжигания по схеме ВТИ состоит в том, что создаются особая аэродинамика потоков факела в топке и подача воздуха в топку, благодаря которым обеспечивается устойчивость воспламенения и интенсификация горения по ходу факела.

Докладчик сообщил экспериментальные данные, полученные ВТИ при сжигании антрацита и тощего угля, и основные приемы проектирования двухступенчатого сжигания топлива.

Инж. Д. Л. Итман (КБ ГлавпромэнергоМонтаж МЭС) в докладе «Опыт конструирования топок с жидким шлакоудалением и двухступенчатым сжиганием для котлов, работающих на АШ», сообщил о принципиально новых конструктивных решениях, применяемых для улучшения организации топочного процесса.

В докладе приведены данные по выбору величины объема топочной камеры, степени экранирования и тепловой нагрузки, описаны конструкции экранной системы охлаждаемого пода, шпировых экранов, шлакоприемных устройств, даны указания о выборе способа расположения горелок в топочной камере и величины расстояния их от пода и по высоте между отдельными ярусами горелок.

Инж. В. П. Смагин (Днепропетровская грэс) привел данные об итогах длительной эксплуатации шпировых экранов на котлах ТКЗ 120/150 т/час. На электростанции применяется способ ошпировки труб путем приварки гребенчатых полос. Применение ошпировки экранов с набивкой хромитовой массы позволило повысить длительность кампании котла в 1,5—2 раза, увеличить срок службы шпировых экранов до 13 000 час., повысить к. п. д. котлов на 1,5—2,5% и улучшить выжиг.

Инж. А. И. Линьков (Оргрэс) в своем докладе привел результаты работы Оргрэс по повышению стойкости зажигательных поясов котельных топок и указал, что наилучшим покрытием может служить набивка хромитовой массы на ошпированные экраны.

Инж. С. Г. Бескин (ЦКТИ) осветил опыт ЦКТИ по экономичному сжиганию АШ в полностью экранированных топках при подаче через горелки всего необходимого воздуха. Докладчик указал, что в работающих на АШ котлах, оборудованных турбулентными горелками с подачей через них всего воздуха, возможно высокоэкономичное сжигание АШ с потерей от механического недожога 3—4%.

Для обеспечения раннего воспламенения и хорошего выжига горелки должны иметь большой угол разнеса факела с равномерной подачей пыли и вторичного воздуха с оптимальными скоростями. Докладчиком также указано, что шнековые пылепитатели работают неудовлетворительно и топки для АШ следует оборудовать ячeyковыми пылепитателями.

Инж. А. В. Москалев (Севзапэнергочермет) в докладе «Опыт совместного сжигания пыли антрацита и тощих углей с доменным газом» указал, что на основании данных эксплуатации следует стремиться к разделному сжиганию доменного газа и пыли антрацита или тощих углей. Им также отмечено, что при необходимости совместного сжигания пыли и доменного газа следует обеспечить сгорание пыли еще до смешения ее с факелом доменного газа. Для совместного сжигания доменного газа и пыли топлив, имеющих малый выход летучих, рекомендуется расположение газовых беспламенных горелок в самом низу полностью экранированной топки и применение циклонных предтопок типа ЦКТИ — Ленэнерго<sup>1</sup>.

В докладах инж. В. Ф. Кунич (Укрэнергочермет), инж. П. Я. Тимохина (Ювэнергочермет), инж. С. В. Юшкова (Центрэнергочермет) и А. В. Москалева (Севзапэнергочермет), посвященных сжиганию пыли антрацитового штыба совместно с доменным газом, отмечено, что котлоагрегаты, как правило, рассчитываются на производительность их при сжигании доменного газа, составляющей около 60% производительности на пыли, что неприемлемо при напряженном паровом балансе. Поэтому даже при избытке доменного газа приходится для поддержания требуемой паропроизводительности котлоагрегата сжигать совместно пыль и газ.

В докладах отмечено, что совместное сжигание пыли АШ и тощих углей с доменным газом в одной топочной камере сопровождается большим ростом потери от механического недожога; показано также, что чем раньше происходит смешение пылевого факела с факелом доменного газа, тем хуже выгорает пыль.

Докладчики считают, что необходимо стремиться к разделному сжиганию пыли АШ или тощих углей и доменного газа и что для создания больших возможностей разделного

сжигания пыли и доменного газа котлостроительным заводам необходимо продолжать работы по обеспечению одинаковой номинальной производительности котлоагрегатов как на доменном газе, так и на пыли.

При невозможности разделного сжигания пыли АШ или тощих углей с доменным газом следует стремиться обеспечить сгорание пыли и газа в различных объемах топки.

Инж. А. М. Комаров (Оргрэс) осветил основные причины неудовлетворительной работы тяго-дутьевых устройств и изложил результаты работ по созданию экономичных машин с более низкими удельными расходами электроэнергии.

В докладе также указаны мероприятия по повышению износоустойчивости дымососов и приведены основные способы регулирования центробежных тяго-дутьевых машин.

Канд. техн. наук З. Я. Бейрах (Московское отд. ЦКТИ) в докладе «Современное состояние и перспективы развития автоматического регулирования котельных установок» показал, что накопленный опыт эксплуатации электромеханической аппаратуры ЦКТИ позволил разработать типовые решения для схем автоматизации котлов с пылеугольными топками производительностью 50 т/час и выше.

Докладчик осветил основные направления по совершенствованию схем автоматизации.

Инж. В. М. Добкин (Московское отд. ЦКТИ) сообщил о работе ЦКТИ в области автоматического регулирования барабанно-шаровых мельниц. Докладчик отметил, что принципиальная схема регулирования включает в общем случае два регулятора: 1) регулятор загрузки мельницы, измеряющий соотношения перепадов на мельнице и дроссельной шайбе и воздействующий на питатель сырого угля, и 2) регулятор температуры аэропыли, измеряющий температуру за мельницей и воздействующий на присадку к сушильному агенту более холодного разбавляющего агента.

Докладчиком также отмечено, что автоматизация пылеприготавливающих устройств позволила повысить надежность эксплуатации и снизить расход электроэнергии на помол в пределах 10—15%.

Канд. техн. наук З. Э. Орловский (РИСИ) сообщил о работах в области пневмошлакоудаления.

В ряде выступлений представителей электростанций, исследовательских и наладочных организаций и др. были сообщены результаты эксплуатации котлов, сжигающих антрацит и тощие угли.

Сессия признала целесообразным продолжить начатые ВТИ работы по двухступенчатому сжиганию пыли и рекомендовала ВТИ организовать сравнительные испытания двух вполне налаженных и поставленных в одинаковые условия эксплуатации равноценных котельных агрегатов на одной из электростанций, сжигающих АШ. Для обеспечения экономичного пылесжигания углей сессия указала на необходимость поддержания при сжигании АШ избытка воздуха в топке не менее 1,2—1,25; зажигательные пояса на топочных экранах рекомендуется устанавливать в топочных камерах с фронтными горелками на трех стенах (исключая заднюю), а при встречном расположении горелок — на четырех стенах. Зажигательные пояса на стенах, на которых устанавливаются горелки, рекомендуется делать высотой 3—4 м, а на остальных стенах 4—6 м.

Сессия отметила положительный опыт работы ряда электростанций с ошпированными экранами с запотнением хромитовой массой и рекомендовала организовать на заводах Энергозапчасти МЭС централизованную ошпировку экранов труб. Заводы Министерства тяжелого машиностроения должны выпускать все новые котлы для АШ с зажигательными поясами из ошпированных экранов.

Сессия также отметила, что котлостроительные заводы должны комплектно поставлять котлы с устройствами для наружной очистки поверхностей нагрева.

Пластинчатые воздухоподогреватели рекомендовано заменять трубчатыми.

Сессия признала необходимым продолжить работу по усовершенствованию схем пылеприготовления. В частности, по схемам с удалением всего отработавшего сушильного воздуха вместе с испаренной влагой в атмосферу (разомкнутый цикл сушки) или в топку выше зоны горения с подачей пыли горячим воздухом.

Наряду с продолжением работ по усовершенствованию процесса горения в обычных топочных устройствах сессия считает целесообразным форсировать проведение опытов по сжиганию пыли АШ в циклонных топках с подогревом воздуха до 400—500°С

Инж. Е. К. Корчинский

<sup>1</sup> Рекомендация применения циклонной топки ЦКТИ — Ленэнерго для сжигания АШ является преждевременной, так как эта топка при работе на АШ еще не проверена. Р е д.

## О выпуске „Руководящих указаний по проектированию экранных контуров с естественной циркуляцией“

Котельной лабораторией ВТИ составлены «Руководящие указания по проектированию экранных контуров с естественной циркуляцией» (автор К. Ф. Роддатис). Они состоят из шести разделов, в которых освещены общие положения по проектированию контуров с естественной циркуляцией, вопросы компоновки обогреваемых труб контура, выбор сечения и конструктивное выполнение опускной системы труб, размеры и способ соединения нижнего и верхнего коллекторов экранов с трубами, выбор сечения и конструктивное оформление отводящей системы труб.

«Руководящие указания» основаны на обобщенных материалах котлостроительных заводов, проектных и налагодочных организаций и научно-исследовательских институтов занимающихся созданием, реконструкцией, эксплуатацией и исследованием котельных агрегатов различного давления и производительности.

В разделе «Общие положения» указано, что проектированию экранных контуров должны предшествовать разработка тепловой схемы котлоагрегата и тепловой расчет, выбор типа сепарирующих устройств, оценка их сопротивления, выяснения того, какая часть поверхности нагрева выделяется для ступенчатого испарения, и тип последнего (внутрибарabanное или с выносными циклонами).

Рекомендовано выяснить качество питательной и котловой воды, характер нагрузки котельного агрегата. Далее даны указания, какие вопросы подлежат решению при проектировании экранных контуров и на какой стадии проектирования следует производить расчеты циркуляции в котельном агрегате.

В разделе «Компоновка обогреваемых труб контура» изложен порядок экранирования, даны рекомендации по выбору диаметра экранных труб для низкого, среднего и высокого давления, их шага на различных стенах топки, указано, какова должна быть конфигурация обогреваемых труб и оформление мест прохода их сквозь кладку, как целесообразно делать зажигательные пояса при сжигании

тощих углей и АШ, где размещать горелки и форсунки, как защищать угловые трубы, в каких случаях следует применять «развилки» и какие.

В разделе «Опускная система труб» указано, что компоновка этой части контура связана с тепловой схемой котла, дана формула для подсчета относительного сечения опускных труб контура в зависимости от давления и полной высоты контура, сделаны рекомендации об областях применения короткозамыкающих (рециркуляционных) труб, рекомендованы диаметры опускных труб, способы и места их включения в барабан котла и т. д. Для котлов, работающих с колебаниями нагрузки, рекомендовано делать систему опускных труб отличной от обычной. Даны рекомендации для реконструируемых котлов и агрегатов со ступенчатым испарением.

В разделах «Нижний и верхний коллекторы экранов» показано, как следует выбирать размеры коллектора, в каких случаях можно ставить верхние коллекторы, какова должна быть длина коллектора или расстояние между перегородками в нем при секционировании, где надлежит делать продувочные точки и их размеры. При необходимости ставить верхний коллектор даны указания о целесообразном месте его размещения. Здесь же указаны целесообразные способы размещения и присоединения опускных, экранных, рециркуляционных и отводящих труб к коллекторам.

В последнем разделе «Отводящая система труб и включение их в барабан» даны формулы для выбора относительного сечения отводящих труб при наличии и отсутствии рециркуляционных труб в зависимости от давления и полной высоты контура, рекомендованы диаметры отводящих труб и их обогрев, указаны целесообразные способы компоновки труб с обмуровкой, соединения труб с коллектором и барабаном котла при наличии и отсутствии в последнем ступенчатого испарения.

Даны рекомендации о взаимной компоновке отводящих труб с сепарирующими устройствами, опускными и пароотводящими трубами.

«Руководящие указания» предназначены для использования как в проектных организациях, так и в районных управлениях МЭС при проектировании новых котельных агрегатов и реконструкции действующих в пределах производительности  $10\div 240$  т/час и давления  $13\div 140$  ат.

## КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

**А. Г. Москалев.** Автоматическое регулирование частоты в энергосистемах, М.—Л., Госэнергоиздат, 1952 г.

Имеющаяся литература по вопросам автоматического регулирования частоты в энергосистемах совершенно недостаточна. Со времени выхода в свет книги Д. А. Викнера «Автоматическое регулирование частоты и активной мощности электрических систем» прошло около 15 лет и эта книга во многом устарела. Между тем, с развитием энергосистем вопросы регулирования частоты становятся все более актуальными. Поэтому выпуск книги А. Г. Москалева «Автоматическое регулирование частоты в энергосистемах» следует признать вполне своевременным.

Первые три главы книги посвящены вопросам влияния колебаний частоты на работу энергосистемы и выбора агрегатов, на которые возлагается регулирование частоты. Естественно было бы в заключение этих глав дать обоснование основных требований к регулированию частоты, таких, как необходимая и целесообразная точность поддержания частоты, допустимые отклонения ее в установившемся и переходном режимах и т. д. Отсутствие изложения требований само по себе является недостатком книги и, кроме того, отрывает содержание первых трех глав от последующих.

В главе IV излагаются методы регулирования частоты. Здесь достаточно полно изложены почти все существующие и предложенные методы. Недостатком является полное отсутствие каких-либо конкретных указаний (или примеров)

относительно того, какие методы и в каких случаях являются целесообразными. В частности, здесь, как и во всей книге, нет изложения особенностей регулирования частоты в сложных объединенных энергосистемах. В связи с этим остаются необоснованными описания метода регулирования с блокировкой и метода внутреннего статизма, поскольку они относятся именно к объединенным энергосистемам.

По этой главе, как впрочем и по другим главам, необходимо сделать одно замечание. Совершенно верно отметить в предисловии, что по многим вопросам регулирования частоты отсутствуют установившиеся, проверенные опытом эксплуатации взгляды, автор в дальнейшем нигде в книге не отмечает, какие из выдвигаемых им положений являются спорными и нуждаются в практической проверке. Он достаточно категорично отвергает многие методы и считает бесспорно принятыми другие. Так, например, метод регулирования по интегральному отклонению частоты излагается лишь как метод регулирования синхронного времени. Между тем его можно (а по мнению рецензентов, — и нужно) рассматривать как целесообразный способ одновременного регулирования частоты несколькими станциями энергосистемы, обеспечивающий в качестве побочного обстоятельства высокую точность хода синхронных часов. Вообще автор останавливается на достоинствах преимущественно тех методов и устройств, в разработке которых он принимал руководящее участие. Такой несамостоятельный подход проявляется, кроме главы IV, также при описании отдельных конструкций регуляторов и схем

измерительных органов и способен дезориентировать читателя, впервые изучающего предмет.

Главу V автор посвящает основным понятиям динамики автоматического регулирования. Несколько лет тому назад включение этой главы в книгу заслуживало бы всяческого одобрения. В настоящее время материал этой главы может быть найден в ряде более общих руководств, в частности в допущенной в качестве учебного пособия для энергетических вузов книге И. И. Соловьева «Автоматизация энергетических систем». Помещение материала главы V можно было бы оправдать, если бы за ней следовали способы практического применения изложенной теории. Однако увязка теории с практикой, вопреки отмеченному в предисловии стремлению автора, отсутствует. В самом деле, изложенная в главе V теория посвящена анализу устойчивости регулирования. Между тем, как правильно отмечено на стр. 84 книги, при регулировании частоты необходимо обеспечить не только устойчивость процесса, но и незначительное перерегулирование.

Практика показывает, что условия устойчивости, определенные по излагаемым в главе V методам, обычно удовлетворяются с большим запасом. Это иллюстрируется, в частности, примером на стр. 162—164 книги. Если приходится все же сталкиваться с неустойчивостью процесса или медленным затуханием колебаний, то это является следствием наличия нелинейностей, не учитываемых изложенной в главе V теорией. Таким образом, для практики важны методы анализа не устойчивости, а качества процесса регулирования и методы приближенной оценки влияния нелинейностей. Такие методы в настоящее время существуют и в некоторых случаях доступны для практического применения.

Короткая, но содержательная глава VI посвящена регуляторам скорости турбин.

Глава VII посвящена задачам и параметрам регулирования частоты. Ее недостатком является оторванность от первых глав книги.

Главы VIII—XII посвящены описанию и анализу измерительных и усилительных органов и отдельных конструкций регуляторов. Описание усилительных органов дано очень схематично.

Глава, посвященная измерительным органам, в плане книги стоит несколько особняком. Ее содержание может интересовать скорее конструктора регуляторов, чем работника эксплуатации, для которого книга предназначена в первую очередь.

В качестве единственного критерия для оценки различных схем измерительных органов автором избран к. п. д. схемы. Выбор этот в книге не обоснован, безоговорочно согласиться же с ним нельзя. Очевидно, что с точки зрения потребления мощности к. п. д. измерительного органа АРЧ не имеет значения, так как измерительный орган потребляет незначительную часть общей мощности. Рассматривать же к. п. д. как показатель чувствительности можно лишь в том случае, когда измерительный орган включается на усилительный орган с потреблением мощности, например, на магнитный усилитель. Если же измерительный орган работает на электронный усилитель без сеточных токов, то его выходная мощность, а следовательно, к. п. д., не имеет никакого значения. Неосновательно положение автора, что к. п. д. измерительного органа с полосным фильтром равен 100% и что, следовательно, он представляет предел возможного. Автор рассматривает при анализе идеальный фильтр. Но дело не только в том, что таких фильтров не существует в действительности, а также в том, что идеальный фильтр в принципе не применим в регуляторе частоты, так как за пределами полосы пропускания его выходное напряжение равно нулю, что не обеспечивает правильной работы регулятора.

Все описанные регуляторы частоты принадлежат к типу регуляторов по мгновенному отклонению. Нельзя признать правильным отсутствие в книге, специально посвященной регулированию частоты, описания регулятора по интегральному отклонению, например, разработанного в предвоенные годы в ВЭИ.

Вместо объективного сравнения описанных регуляторов автор чрезмерно хвалит регулятор МФРЧ в ущерб другим конструкциям. Регулятору П. П. Острога, наиболее распространенному в настоящее время на электростанциях СССР, уделено недостаточно внимания. Приведена устаревшая схема регулятора (с одним диском) с рядом неточностей и ошибок. Нет никаких указаний в отношении стационарной наладки регулятора. Ничего не сказано об уравнителях мощности. Специально, например, отмечается сложность устранения взаимного влияния магнитных систем, хотя в заводской конструкции регулятора (завода «Электропульс» с двумя дисками) это влияние отсутствует.

При описании регулятора Оргрзс—МЭИ допущен ряд крупных ошибок. Измерительный орган вообще не рассмотрен. При его характеристике делается ссылка на мост Вина, хотя в регуляторе применен отнюдь не этот мост. Неправильно освещены роль обратной связи и способы ее настройки. Неправильно охарактеризована чувствительность измерительного органа. Неверно указание на появившуюся зависимость от напряжения при последовательном сложении э. д. с. и т. д. Отсутствуют какие-либо конкретные характеристики регулятора (выходная характеристика, данные относительно стабильности), что лишает читателя возможности самому сравнить свойства различных регуляторов.

Материал главы XIII, посвященной устойчивости регулирования частоты в энергосистеме, выглядит как иллюстрация к теории, изложенной в главе V. В ней нет определенных практических указаний в отношении наладки устойчивой работы регуляторов.

Нельзя пройти мимо некоторых редакционных неувязок. Так, на стр. 31 сказано, что существующие инструкции не регламентируют скорости изменения нагрузки на паровых турбинах, находящихся в режиме нормальной работы, а на стр. 91 указывается, что по существующим инструкциям допустимая скорость изменения нагрузки в нормальных условиях составляет  $0,05 P_{ном}$  в 1 мин. Чему верить, неизвестно.

В § 2-1 излагается метод относительных приростов при распределении нагрузки и тут же утверждается целесообразность работы всех агрегатов в области наивысших к. п. д. Известно, что это не одно и то же. В математическом выводе на стр. 84 допущена ошибка.

В довольно обширной библиографии приведен ряд чужбаний, имеющих лишь очень отдаленное отношение к предмету книги. Вместе с тем отсутствуют ссылки на отчеты научно-исследовательских и других организаций, что, по мнению рецензентов, было бы целесообразно.

В заключение необходимо отметить, что хотя перед автором стояла довольно сложная задача, но он мог бы решить ее с меньшим числом недостатков, если бы в большей мере учел опыт наладки и эксплуатации АРЧ в энергосистемах и более критично отнесся к своим собственным работам.

Книга принесет определенную пользу читателям, поскольку, наряду с соответствующими главами книги И. И. Соловьева, она является практически единственным пособием в данной области. Однако при чтении она требует весьма критического отношения.

Задача создания полноценного руководства, способного в должной мере удовлетворить различные слои энергетиков (в первую очередь работников в области проектирования, наладки и эксплуатации), еще остается не решенной.

Инж. В. Е. Казанский и инж. Л. Д. Стернинсон



---

---

## Вниманию авторов

При подготовке статей для журнала «Электрические станции» авторам необходимо выполнять следующие требования:

1. Объем статей не должен превышать 10—15 страниц текста, *напечатанного на машинке на одной стороне листа через два интервала (обязательно первый экземпляр)*. В виде исключения статьи могут быть представлены четко написанными от руки на одной стороне листа.

2. Формулы и иностранный текст должны быть написаны разборчиво. В формулах обязательно выделять прописные и строчные буквы, индексы писать ниже строки, показатели степени — выше строки; на полях рукописи делать отметки, каким алфавитом в формулах обозначены буквы, и давать другие пояснения к формулам.

3. Статьи иллюстрировать фотографиями и чертежами, однако число их должно быть минимально необходимым. Чертежи выполнять тушью или карандашом, надписи и обозначения писать четко. Снимки направлять четкие и контрастные размером не менее  $9 \times 12$  см, в двух экземплярах.

В тексте статьи обязательно делать ссылки на рисунки, причем обозначения в тексте должны строго соответствовать обозначениям на рисунках.

Каждый чертеж или фотография должны иметь порядковый номер, соответствующий его номеру в тексте, и подпись.

Чертежи и фото в текст не вклеивать, а прилагать отдельно, составив на них опись.

4. В табличном материале точно обозначать единицы измерения. Наименования давать полностью, не сокращая слов. Не давать слишком громоздких таблиц.

5. Иностранные единицы измерения обязательно переводить в принятые у нас в Советском Союзе меры длины, веса и др.

6. В конце рукописи указывать полностью имя, отчество и фамилию автора, домашний адрес, занимаемую должность, год рождения, номер и место выдачи паспорта.

7. Материал для журнала направлять по адресу: Москва, Ветошный пер., здание ГУМ, III корпус, 1 этаж, помещ. 165, редакции журнала «Электрические станции».

ГОСЭНЕРГОИЗДАТ  
Москва, Шлюзовая наб., 10

## ОТКРЫТА ПОДПИСКА на 1953 год

НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ЖУРНАЛЫ:

### „ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ“

Орган МЭС СССР

Год издания 24-й

12 номеров в год

Подписная цена: на год 96 руб.  
на 6 мес. 48 руб.

Журнал рассчитан на инженерно-технических работников проектных и строительных организаций, электростанций и сетей Министерства электростанций, а также на энергетиков предприятий других министерств.

Годовым подписчикам на журнал будет выслана в качестве приложения справочная книжка энергетика на 1953 г.

### „ЭЛЕКТРИЧЕСТВО“

Орган Академии наук СССР, МЭС и МЭП СССР  
Основан в 1880 г. 12 номеров в год

Подписная цена: на год 96 руб.  
на 6 мес. 48 руб.  
на 3 мес. 24 руб.

Журнал рассчитан на инженеров и научных работников, ведущих работу в различных областях электротехники.

Годовым подписчикам на журнал будет выслан в качестве приложения справочник-календарь «Электричество» на 1953 г.

### „ГИДРОТЕХНИЧЕСКОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО“

Производственно-технический и экономический журнал МЭС СССР

Год издания 22-й 12 номеров в год

Подписная цена на год 48 руб.

Журнал рассчитан на инженерно-технический персонал, работающий на гидротехнических строительствах, в проектно-исследовательских организациях, научно-исследовательских институтах и на студентах вузов.

Годовым подписчикам на журнал будет выслана в качестве приложения справочная книжка строителя гидростанций на 1953 г.

### „ТОРФЯНАЯ промышленность“

Орган МЭС СССР

Год издания 30-й 12 номеров в год

Подписная цена: на год 48 руб.  
на 6 мес. 24 руб.

Журнал рассчитан на инженерно-технических работников торфяной промышленности.

### „ПРОМЫШЛЕННАЯ энергетика“

Орган Госинспекции по промэнергетике и энергонадзору при МЭС СССР

Год издания 10-й 12 номеров в год

Подписная цена: на год 48 руб.  
на 6 мес. 24 руб.  
на 3 м. с. 12 руб.

Журнал предназначен для инженеров и техников, работающих в отделах главного энергетика, главного механика, в производственных цехах предприятий и заводских лабораторий.

Годовым подписчикам на журнал будет выслана в качестве приложения справочная книжка энергетика на 1953 г.

### „РАБОЧИЙ ЭНЕРГЕТИК“

Массовый производственно-технический журнал МЭС СССР

Год издания 3-й 12 номеров в год

Подписная цена: на год 24 руб.  
на 6 м. с. 12 руб.

Журнал рассчитан на широкие круги рабочих-энергетиков: кочегаров, машинистов, механиков, электромонтеров, мастеров и техников, работающих на электростанциях, электрических и тепловых сетях, в промышленных предприятиях, строительстве и монтаже энергетических установок.

### „ЗА ЭКОНОМИЮ МАТЕРИАЛОВ“

Орган Госснаба СССР

Год издания 2-й 12 номеров в год

Подписная цена: на год 60 руб.  
на 6 мес. 30 руб.

Журнал рассчитан на хозяйственные кадры и инженерно-технических работников министерств, заводов, конструкторских бюро и научно-исследовательских институтов, работников снабжения и сбыта, средний технический персонал предприятий и квалифицированных рабочих.

### ПОДПИСКА ПРИНИМАЕТСЯ:

ГОРОДСКИМИ И РАЙОННЫМИ ОТДЕЛЕНИЯМИ СОЮЗПЕЧАТИ, ВО ВСЕХ КОНТОРАХ, ОТДЕЛЕНИЯХ И АГЕНТСТВАХ СВЯЗИ И ОБЩЕСТВЕННЫМИ УПОЛНОМОЧЕННЫМИ ПО ПОДПИСКЕ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ, В ОРГАНИЗАЦИЯХ И УЧРЕЖДЕНИЯХ.