

# ЭЭ Лектрические танции

12



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1954

# ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

# 12

ДЕКАБРЬ  
1954

Орган Министерства электростанций СССР

25-й ГОД ИЗДАНИЯ

## СОДЕРЖАНИЕ

|  |    |
|--|----|
| Передовая—Неустанно совершенствовать действующее тепломеханическое оборудование электростанций   | 3  |
| <b>В. Н. Серебренников</b> — Определение показателей для диспетчерского выбора очередности загрузки турбоагрегатов . . . . .   | 6  |
| <b>Л. Б. Кроль и В. А. Локшин</b> — Пути улучшения регулирования перегрева в котлах высокого давления  | 11 |
| <b>М. И. Дзалаев и Ю. К. Столяров</b> — Авторегулирование редуционно-охлаждающих установок . . . . .   | 17 |
| <b>В. В. Булгаков</b> — Трудоемкость монтажа котельных агрегатов в зависимости от блочности конструкций . . . . .  | 19 |
| <b>С. С. Якобсон</b> — О сварных стыках трубопроводов  | 22 |
| <b>В. С. Иванов и Е. А. Мирзоева</b> — О причинах увеличения диэлектрических потерь масла и ухудшения электрических характеристик изоляции трансформаторов . . . . . | 24 |
| <b>А. В. Осгровская и И. М. Сирота</b> — Устройство избирательной сигнализации замыканий на землю в электрических сетях . . . . .                                    | 28 |
| <b>Л. М. Вайнштейн</b> — О режимах работы электрооборудования собственных нужд тепловых электростанций . . . . .   | 31 |
| <b>Н. Н. Грязев, С. М. Раховская и Б. Н. Трахтман</b> — Опоки Поволжья как адсорбенты для непрерывной регенерации трансформаторного масла . . . . .                  | 33 |

### ДИСКУССИЯ

О повышении точности учета электроэнергии

|                               |    |
|-------------------------------|----|
| <b>Б. А. Кудров</b> . . . . . | 35 |
| <b>А. П. Руднев</b> . . . . . | 36 |
| <b>А. А. Нигиян</b> . . . . . | 36 |

### ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

|   |    |
|---|----|
| <b>С. Ф. Никольский</b> — Из опыта применения вибропогружателей . . . . .             | 38 |
| <b>Г. М. Петренко</b> — Безопалубочное бетонирование фундаментов подстанций . . . . . | 40 |
| <b>Б. П. Егоров и Г. Я. Славутский</b> — Из опыта строительства градирни . . . . .    | 41 |

### ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

|   |    |
|---|----|
| <b>Н. П. Ковтуненко</b> — Механизация выгрузки и просеивания шаров углеразмольных мельниц . . . . .                 | 43 |
| <b>И. А. Шарапов</b> — Некоторые мероприятия по повышению экономичности паротурбинных установок                     | 44 |
| <b>И. Н. Агишев и Г. М. Иванова</b> — Установка для регенерации силикагеля . . . . .                                | 44 |
| <b>Н. С. Лебедева</b> — Увеличение грязеемкости фильтрующих материалов . . . . .                                    | 45 |
| <b>П. И. Бажанов и К. К. Чернев</b> — Ремонт статора гидрогенератора . . . . .                                      | 46 |
| <b>А. А. Мерейнес</b> — Улучшение схемы управления некоторых типов автоматов гашения поля . . . . .                 | 47 |
| <b>Г. Е. Сонин</b> — Автоматическое повторное включение с самосинхронизацией для синхронных компенсаторов . . . . . | 48 |
| <b>В. И. Воробьев</b> — Карманный высотомер . . . . .   | 49 |

### ХРОНИКА

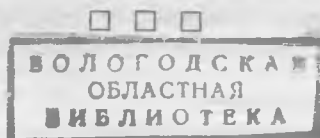
|   |    |
|---|----|
| В Техническом управлении Министерства   |    |
| О повышении надежности работы электроустановок потребителей в случаях кратковременных снижений напряжения . . . . . | 51 |
| О схемах защиты на переменном токе с последовательным включением двух трансформаторов тока ТКБ-1 . . . . .          | 52 |
| Конференция по сварке . . . . .   | 52 |
| <b>Н. Ф. Банин</b> — некролог . . . . .   | 53 |

### ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

|  |    |
|--|----|
| <b>Е. В. Калинин</b> — Замыкания на землю по изоляторам в высоковольтных сетях . . . . . | 54 |
|--|----|

### КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

|  |    |
|--|----|
| <b>Д. Е. Трофименко</b> — Рецензия на книгу И. М. Марковича „Энергетические системы и их режимы“ . . . . . | 55 |
| Содержание журнала „Электрические станции“ за 1954 г. . . . .  | 58 |



**РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:**

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

---

**Адрес редакции: Москва, Б. Чернасский, д. 2.**

**Телефоны: редакции К 5-21-22, главного редактора Б 3-18-46 и ком. К 0-32-80, доб. 1-40**

Прием в редакции: от 12 до 16 час.

по понедельникам и пятницам от 14 до 18 час.

членами коллегии: по пятницам от 18 до 20 час.

Вологодская областная универсальная научная библиотека

[www.booksite.ru](http://www.booksite.ru)

# НЕУСТАННО СОВЕРШЕНСТВОВАТЬ ДЕЙСТВУЮЩЕЕ ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Советские энергетики, руководствуясь решениями XIX съезда КПСС, непрерывно наращивают энергетические мощности для полного удовлетворения растущих потребностей народного хозяйства и населения в электрической и тепловой энергии. Наряду с этим они прилагают все свои творческие силы и способности как в научно-технической, так и производственно-хозяйственной деятельности для бесперебойного энергоснабжения при минимальных расходах топлива и электроэнергии на собственные нужды, а также минимальном количестве эксплуатационного персонала.

Это выражается прежде всего в том, что вновь сооружаемые теплосиловые установки оснащаются оборудованием, имеющим высокие технико-экономические показатели, — оборудованием высокого давления. Удельный вес установок с современным оборудованием высокого давления, составлявший в 1940 г. всего лишь 2,7% от общей установленной мощности тепловых электростанций Министерства электростанций, возрос к 1954 г. до 39,7%. Эксплуатационное освоение этого оборудования оказало значительное влияние на снижение удельных расходов топлива.

Стремление обеспечить бесперебойное и экономичное энергоснабжение находит также свое выражение в реконструкции и совершенствовании действующего оборудования установок прежних лет, которое, как правило, по своим характеристикам, конструктивным решениям и технико-экономическим показателям уступает современному оборудованию.

Как известно, промышленное оборудование с течением времени морально стареет: проектные и конструктивные решения, принятые в свое время при изготовлении этого оборудования, уступают новым техническим решениям, принимаемым научно-исследовательскими, проектно-конструкторскими организациями и заводами-изготовителями в последнее время. Но такое «старое» оборудование может быть модернизировано и доведено по большинству своих показателей до уровня современного.

Как показывает опыт, при модернизации оборудования могут быть выявлены и реализованы значительные производственные резервы и возможности, поскольку при реконструкции зачастую достигается увеличение мощности или производительности оборудования: устраняются дефектные, конструктивно ненадежные узлы и детали, улучшаются эксплуатационные качества (регулируемость, пусковые свойства и т. п.) и тем самым повышается надежность и удлиняется межремонтный период работы оборудования, ликвидируются полностью или снижаются до возможного минимума различные потери и, следовательно, улучшаются экономические показатели; производится замена дефицитных материалов, за счет чего создается экономия затрачиваемых в процессе эксплуатации металла, огнеупора и пр.

Однако такой модернизацией охвачена только часть оборудования, подавляющая же его часть работает в том виде, в каком оно было в свое время установлено; вследствие этого далеко не в полной мере и степени, гораздо ниже наших возможностей, используется один из важнейших факторов улучшения технико-экономических показателей оборудования тепловых электростанций.

Проведение модернизации оборудования для повышения надежности и экономичности его работы представляется особо выгодным и целесообразным в специфических условиях тепловых электростанций, где во время капитальных ремонтов оборудования производится значительная замена металла, нередко — почти полное обновление оборудования, в особенности в котельных агрегатах.

Вместо того, чтобы восстанавливать оборудование в прежнем виде, с его техническими пороками и устаревшим техническим уровнем экономических показателей, целесообразно сочетать капитальный ремонт с модернизацией и при относительно небольшом росте объема ремонтных работ получить не только отремонтированное, но и модернизированное оборудование с улучшенными эксплуатационными показателями.

Проект организации и производства ремонтно-реконструктивных работ должен предусматривать предварительное изготовление всех новых элементов оборудования; при этом время на производство реконструктивных работ будет несущественно отличаться от времени, необходимого для обычного капитального ремонта.

Технико-экономические подсчеты по ряду проектов реконструкции оборудования показывают, что капитальные затраты, связанные с модернизацией старого оборудования, как правило, окупаются в весьма короткие сроки. Если же учесть затраты, которые обычно производятся при капитальных ремонтах, то окупаемость затрат на модернизацию будет еще более скорой.

То же самое должно быть отнесено и к случаям изменения топливной базы электростанций. Изменение топливной базы, перевод котлов на другие сорта топлива, вызывающие необходимость реконструкции котлов, должно также сочетаться с их модернизацией. В частности, это следует иметь в виду в связи с запланированным переводом значительного числа электростанций на сжигание фрезерного торфа вместо кускового.

Следует отметить, что в результате исследований, испытаний, режимно-наладочных работ и проектно-конструктивных разработок по тепломеханическому оборудованию, всестороннего обобщения опыта его эксплуатации, глубокого изучения и анализа происшедших аварий, а также благодаря творческой инициативе работников эксплуатации во многих случаях выявлены узкие и ненадежные места в оборудовании, непроизводительные потери в его работе, выработаны способы их устранения и пути повышения надежности и экономичности работы. Более того, некоторая часть таких рекомендаций и разработок осуществлена и проверена на ряде передовых электростанций и полностью себя оправдала. Укажем на некоторые из них.

Как известно, в котлах, сжигающих АШ, еще значительны потери топлива из-за неполноты сгорания, вследствие чего работа этих котлов на пониженных нагрузках затруднительна. По инициативе работников южных электростанций в топках котлов значительного числа электростанций, сжигающих АШ, применено утепление холодных воронок, что одновременно с проведением ряда других мероприятий (снижение скоростей аэросмеси, увеличение угла разноса в горелках и пр.) дало возможность увеличить к. п. д. котлов на 1—2% и более. Вместе с этим повышена устойчивость топочного процесса котлов, получена возможность их работы на значительно сниженных нагрузках.

Явления шлакования топки, фестонных поверхностей и перегревателя, занос золой перегревателей и конвективных поверхностей и их золовой износ являются бичом для ряда котлов, работающих на сланцевом, фрезерном и некоторых других видах топлива.

На отдельных электростанциях Эстонэнерго и Ярэнерго путем реконструктивных мероприятий, разработанных Конструкторским бюро Главпромэнергомонтажа и Всесоюзным теплотехническим институтом, ликвидированы шлакование перегревателей и занос золой экономайзеров котлов, работающих на сланцах и фрезерном торфе, благодаря чему производительность котлов увеличена на 20—30%, а период безостановочной их работы доведен до нормального.

В борьбе за экономию топлива большое значение имеет уменьшение потерь тепла с уходящими газами, которые на многих электростанциях еще недопустимо велики.

На ряде электростанций Мосэнерго и других энергосистем по проектам, в которых предусматривалось увеличение поверхностей нагрева экономайзеров и воздухоподогревателей с изготовлением их из труб малого диаметра и с малыми шагами, удалось снизить температуру уходящих газов с 220—180 до 150—160°С, что позволило увеличить к. п. д. котлов на 2—3% и дало значительную экономию топлива.

На некоторых электростанциях благодаря проведенной реконструкции внутрикотловых устройств по способам, разработанным Орггрэс и ВТИ с применением выносных циклонов, значительно повышена паропроизводительность котлов и резко сократился занос солями перегревателей и турбин.

За счет реконструкции дымососов и вентиляторов на основе новых аэродинамических схем, выполненных по проектам Орггрэс и Конструкторского бюро Главпромэнергомонтажа, на большом количестве электростанций удалось значительно снизить расход электроэнергии на собственные нужды.

Дала определенный эффект примененная на некоторых электростанциях обдувка котлов перегретой водой по системе инж. Перельмана. Однако следует признать, что в части обдувочных устройств для котельных агрегатов научно-исследовательские и конструкторские организации в большом, и пока неоплатном, долгу перед работниками эксплуатации.

На ряде электростанций проводятся значительные работы по усовершенствованию конструкций турбин, несмотря на общепринятое мнение, что всякое изменение конструкции турбины

является делом чрезвычайно трудным и почти невыполнимым в станционных условиях. Наряду с устранением отдельных конструктивных дефектов в регулирующих системах, органах парораспределения, уплотнениях, в подшипниках, в соединениях и червячных передачах проводятся и большие реконструктивные работы, как, например, перевод турбин на ухудшенный вакуум и переделка конденсационной турбины в теплофикационную на электростанциях Калининэнерго; реконструкция и восстановление проточной части на отдельных электростанциях Свердловэнерго; переделка ненадежных систем регулирования в более надежную — гидродинамическую — на некоторых электростанциях Мосэнерго; уплотнение конденсаторов путем устройства двойных трубных досок для избежания загрязнения конденсата и улучшения качества питательной воды на Одесской тэц, и т. д.

Значительный эффект в части сокращения количества обслуживающего персонала, повышения надежности и удобства эксплуатации дала осуществленная на нескольких электростанциях Главуралэнерго и Мосэнерго комплексная автоматизация котельных цехов.

Примеров, свидетельствующих об эффективности работы по совершенствованию тепломеханического оборудования на электростанциях, можно было бы привести очень много. Однако при всем этом нельзя не отметить, учитывая широкое поле деятельности для модернизации оборудования огромной мощности и тот большой народнохозяйственный эффект, который дают такие работы, что размер и размах этих работ являются явно недостаточными.

Во всех станционных коллективах имеется большое количество рационализаторов и новаторов производства. В составе Министерства электростанций имеются научно-исследовательские и наладочные организации — ВТИ, ОргрЭС и центральные лаборатории в энергосистемах, существует сеть ремонтных заводов и мастерских, а также разветвленная организация — Союзэнергоремонт.

В монтажных организациях есть также коллектив конструкторов, имеющий большой опыт реконструкции и модернизации тепломеханического оборудования, — Конструкторское бюро Главпромэнергомонтажа. Этот коллектив, сформировавшийся и технически выросший в процессе выполнения сложных работ по реконструкции большого парка оборудования, располагает квалифицированными специалистами по реконструкции разных видов тепломеханического оборудования: барабанных и прямоточных котлов, топочных и золоулавливающих устройств, турбин и насосов, мельниц, дымососов, вентиляторов, станционных трубопроводов, арматуры, контрольно-измерительных приборов и автоматики.

Наличие конструкторских сил особо важно, поскольку до недавнего времени проведение работ по совершенствованию установленного на электростанциях оборудования, особенно изготовленного иностранными фирмами, встречало серьезные затруднения в части выполнения связанных с этим конструкторских разработок.

Необходимо подчеркнуть, что работа по совершенствованию действующего тепломеханического оборудования электростанций должна вестись в тесном содружестве всех участвующих в ней организаций и проводиться не от случая к случаю, а систематически, планомерно и целеустремленно, по единому плану.

Для большинства электростанций в настоящее время составлены и утверждены мероприятия, позволяющие в ближайшие 2—3 года достигнуть расчетных или проектных показателей по удельному расходу топлива. Дополнительно следует разработать мероприятия, рассчитанные на резкое увеличение надежности эксплуатации ряда электростанций.

Организованное выполнение указанных мероприятий — своевременное изготовление проектных работ, обеспечение материалами и оборудованием, хорошая организация реконструктивных работ — позволят получить большую экономию топлива и значительно повысить как выработку электроэнергии, так и надежность работы действующего оборудования.



# Определение показателей для диспетчерского выбора очередности загрузки турбоагрегатов

Инж. В. Н. Серебренников

При определении показателей для наивыгоднейшего распределения нагрузок между параллельно работающими тепловыми электростанциями в практике энергосистем принято брать за основу не стоимостные экономические характеристики электростанций, а энергетические характеристики оборудования. При этом в какой-то мере принято также учитывать расходы электроэнергии на собственные нужды электростанций и потери электроэнергии в сети.

Такое решение задачи оказывается целесообразным, во-первых, потому, что переменные расходы электростанций складываются в основном из затрат на топливо (обычно 70—80% от общей суммы производственных затрат) и, во-вторых, потому, что стоимости различных видов топлива лишь примерно отражают его народнохозяйственную ценность, количества же отдельных видов топлива, предназначенных к сжиганию в определенные периоды времени, строго планируются, исходя из общегосударственных интересов.

Для экономического распределения нагрузок между турбоагрегатами и электростанциями используется общепризнанный метод относительных приростов.

Относительный прирост расхода топлива (дополнительный удельный расход) тепловой электростанции, работающей в энергосистеме, в общем случае может быть выражен:

$$b_{cm} = b_T \cdot b_k \frac{1}{1-\alpha} \cdot \frac{1}{1-\beta},$$

где  $b_{cm}$  — относительный прирост электростанции;

$b_T$  — относительный прирост машинного зала (турбоагрегатов);

$b_k$  — относительный прирост котельной (котлов);

$\alpha$  — относительный прирост расхода электроэнергии на собственные нужды;

$\beta$  — относительный прирост потерь электроэнергии в сетях при передаче ее до центров электрической нагрузки.

Однако определение относительных приростов электростанций для целей распределения нагрузок в энергосистеме строго по приведенному выражению без упрощений практически мало доступно, а во многих случаях и нецелесообразно.

Необходимо иметь в виду, что диспетчерские таблицы очередности загрузки электростанций предъявляют к их составителям два основных,

в значительной мере противоречивых требования, а именно: таблицы должны быть предельно краткими и наглядными и в то же время в них должны быть, по возможности, учтены все основные факторы, влияющие на энергетическую экономичность совместной работы электростанций.

Таблицы очередности загрузки электростанции принято пересчитывать 2 раза в год, по зимнему и летнему сезонам. При внесении существенных изменений в исходные данные может возникнуть необходимость и в дополнительных пересмотрах таблиц.

Степень и методика возможных упрощений в расчетах могут быть различны, в зависимости от местных условий, однако некоторые общие принципы в этом отношении можно установить.

Исходными материалами для расчетов должны служить действующие в энергосистеме характеристики оборудования и нормы, а также данные текущей эксплуатации.

## Определение относительных приростов турбоагрегатов ( $b_m$ )

Приведение тепловых характеристик турбоагрегатов к заданным условиям работы не представляет особых затруднений и относительные приросты турбоагрегатов с методической точки зрения устанавливаются проще и определеннее остальных показателей.

Тепловые характеристики конденсационных турбоагрегатов даются обычно для вакуума 95%. Такие характеристики необходимо пересчитывать на выбранные «сезонные» значения температуры охлаждающей воды в местах соответствующих водозаборных сооружений.

Для пересчета характеристик необходимо знать зависимости значения вакуума от нагрузки турбоагрегатов при различных значениях температур охлаждающей воды. Необходимо также знать для каждого турбоагрегата величину изменения мощности при изменении вакуума (при постоянных расходах пара).

Пример пересчета характеристики турбины АК-50-1

Характеристика для вакуума 95,0%:

$$Q = 11,7 + 2,56 P_{\text{вк}} + 2,89 (P - P_{\text{вк}}) \text{ мккал/час,}$$

где  $P_{\text{вк}} = 41,8$  тыс. квт.

Требуется произвести пересчет характеристики на температуру охлаждающей воды 17° С.

По данным испытаний значения нормального вакуума

в зависимости от нагрузки турбины для температуры охлаждающей воды 17° С следующие:

|               |        |
|---------------|--------|
| 15,0 тыс. квт | 96,0%  |
| 20,0 " "      | 95,5%  |
| 25,0 " "      | 95,12% |
| 30,0 " "      | 94,9%  |
| 35,0 " "      | 94,68% |
| 40,0 " "      | 94,47% |
| 41,8 " "      | 94,31% |
| 45,0 " "      | 94,03% |
| 50,0 " "      | 93,60% |

При постоянном пропуске пара в конденсатор и при изменениях противодавления в нем на  $\pm 0,01$  ата мощность турбины изменяется на  $\pm 450$  квт.

Пользуясь этими данными, производим пересчет характеристики, сведенный в табл. 1.

При пересчете имелось в виду, что в процессе эксплуатации фактические значения вакуума от нормальных (экономических) значений существенно не отличаются.

Таблица 1

| При вакууме 95,0%       |                              | При температуре охлаждающей воды 17° С       |                          |  |  |  |   |
|-------------------------|------------------------------|--|--------------------------|--|--|--|---|
| Нагрузка $P$ , тыс. квт | Расход тепла $Q$ , мккал/час | Прирост расхода тепла $\Delta Q$ , мккал/час | Значения вакуума $V$ , % | Изменения нагрузок $\Delta P$ , тыс. квт | Новые значения нагрузок $P$ , тыс. квт | Прирост нагрузок $\Delta P$ , тыс. квт | Новые значения дополнительных расходов тепла, мккал/тыс. квтч |
| 15,0                    | 50,10                        | 12,80  | 96,00                    | +0,450                                   | 15,450                                 | 4,775                                  | 2,68  |
| 20,0                    | 62,90                        | 12,80  | 95,50                    | +0,225                                   | 20,225                                 | 4,829                                  | 2,65  |
| 25,0                    | 75,70                        | 12,80  | 95,12                    | +0,054                                   | 25,054                                 | 4,901                                  | 2,61  |
| 30,0                    | 88,50                        | 12,80  | 94,90                    | -0,045                                   | 29,955                                 | 4,901                                  | 2,61  |
| 35,0                    | 101,30                       | 12,80  | 94,68                    | -0,144                                   | 34,856                                 | 4,906                                  | 2,61  |
| 40,0                    | 114,10                       | 4,60   | 94,47                    | -0,238                                   | 39,762                                 | 1,728                                  | 2,66  |
| 41,8                    | 118,70                       | 9,25   | 94,31                    | -0,310                                   | 41,450                                 | 3,074                                  | 3,01  |
| 45,0                    | 127,95                       | 14,45  | 94,03                    | -0,436                                   | 44,564                                 | 4,806                                  | 3,01  |
| 50,0                    | 142,40                       |  | 93,60                    | -0,630                                   | 49,370                                 |  |   |

<sup>1</sup> Данные этой графы получены путем деления значений  $\Delta Q$  на приросты нагрузки  $\Delta P$ .

При перестройке характеристик турбоагрегатов на заданные условия охлаждения может получаться известная разбросанность точек новых характеристик (например, за счет ступенчатого графика работы циркуляционных насосов). В этом случае наклоны новых характеристик следует выбирать по тем точкам, которые расположены в зонах наиболее вероятных нагрузок на данных турбоагрегатах в расчетном периоде. При перестройке характеристик следует также учитывать существенные перемещения точек открытия перегрузочных клапанов.

В характеристики должны вноситься также поправки на ожидаемые в расчетном периоде устойчивые отклонения от норм: начальных параметров пара, температуры питательной воды, коэффициентов мощности генераторов. Временные или постоянные дефекты проточной части турбин и конденсаторов также должны учитываться соответствующими поправками, если эти дефекты не были ранее учтены характеристиками.

Относительные приросты потерь тепла и расходов тепла на собственные нужды машинного зала ввиду незначительности их влияния в целях упрощения можно не принимать во внимание.

Для турбин типа КО нагрузки по тепловому режиму должны выделяться в базисную часть суммарного графика, а оставшиеся мощности (за счет конденсационной части) использоваться в порядке той же очередности, что и для чисто конденсационных турбогенераторов. Нормальные значения вакуума при заданной температуре охлаждающей воды для турбин типа КО должны определяться в зависимости от пропусков пара в конденсаторы, а не в зависимости от общей загрузки турбин.

Вопрос о распределении нагрузок между турбоагрегатами с турбинами типов П и ПО, работающими по чисто теплофикационному графику, здесь не рассматривается; напомним только, что в этом случае в первую очередь должно преследоваться обеспечение максимальной выработки электроэнергии на базе теплового потребления с учетом экономичности котельных и, в ряде случаев, с учетом оперативных возможностей тепловых сетей (гидравлика, потери тепла и пр.).

### Определение относительных приростов котлов ( $b_k$ )

Установление относительных приростов котлов и котельных для распределения нагрузок в энергосистемах встречает пока значительные трудности, вызванные главным образом тем, что испытания котельных агрегатов и сроки выдачи результатов по этим испытаниям не успевают в необходимом объеме отражать действительную картину текущей эксплуатации котельных. Меняются виды и марки топлива, проводятся реконструктивные работы, а в нормах и характеристиках все это находит отражение с большим опозданием, либо вообще не отражается из-за ограниченных возможностей службы наладки (энерголабораторий) или по причинам организационного порядка. В результате такого положения характеристики котлов с точки зрения их практической пригодности для распределения нагрузок в энергосистемах во многих случаях вызывают большие сомнения. Поэтому необходимо повысить требовательность в отношении обязательного проведения эксплуатационных испытаний котлов согласно § 243 «Правил технической эксплуатации» и сократить до минимума время, затрачиваемое на обработку данных этих испытаний.

При наличии достаточных данных испытаний котлов возникает другой вопрос: следует ли пользоваться непосредственно кривыми относительных приростов котлов и идти по пути построения характеристики котельных и электростанций по предложенному В. М. Горнштейном<sup>1</sup> образцу или спрямлять характеристики котлов, скажем, в экономической и перегрузочной зонах и тем самым значительно упрощать расчеты.

Несмотря на несомненное преимущество, с теоретической точки зрения, методики построения

<sup>1</sup> В. М. Горнштейн, Наивыгоднейшее распределение нагрузки между параллельно работающими электростанциями, Госэнергоиздат, 1949.



характеристик котельных, изложенной В. М. Горнштейном, для практических целей нам представляется возможным идти на спрямление характеристик котлов по следующим соображениям:

1) в условиях эксплуатации распределение нагрузок между котлами в строгом соответствии с кривыми относительных приростов до внедрения автоматического распределения практически не осуществимо;

2) в пределах экономических нагрузок к. п. д. котлов меняются незначительно и близки к наибольшим их значениям;

3) спрямление характеристик в области перегрузок не вызывает больших погрешностей ввиду сравнительно малой доли выработок, приходящихся на перегрузочную часть характеристик;

4) усреднение относительных приростов сокращает число операций по распределению нагрузок, а следовательно, снижаются потери от работы в переменном режиме;

5) спрямление характеристик котлов значительно упрощает дальнейшие режимные расчеты.

Нагрузки котлов до экономической зоны, как правило, приходится в основном на значения паросъемов ниже допустимого технического минимума и поэтому практического значения в данном случае не имеют.

Таким образом, значения  $b_k$  для целей распределения нагрузок в энергосистеме должны определяться, по нашему мнению, на основании данных испытаний котлов в виде двух усредненных значений для каждого котла или группы однотипных котлов — для экономической зоны нагрузки и перегрузочной зоны.

Производить спрямление характеристики котлов более чем на двух участках не рекомендуется, так как уже при трех значениях  $b_k$  на котел (или на группу однотипных котлов) построение характеристик электростанций значительно усложняется и соответственно увеличивается число операций по распределению нагрузок.

Работники электростанций и служб режимов энергосистем согласно «Правилам технической эксплуатации» должны добиваться наличия режимных характеристик всего оборудования и в том числе достаточно надежных характеристик котлоагрегатов. К сожалению, последнее условие в практике нарушается особенно часто, что вынуждает искать менее точных путей в определении значений  $b_k$ .

При отсутствии необходимых и достаточно надежных данных испытаний для определенных значений  $b_k$  приходится исходить из ожидаемых в расчетном периоде к. п. д. котлов в пределах экономических нагрузок (без влияния растопок) и, используя нормы поправок на форсированный режим, определять соответственно  $b_k$  для перегрузочной зоны.

Возникают затруднения при необходимости устанавливать новые пределы экономических нагрузок котлов при сниженных против нормальных паросъемов, например, по качеству топлива и при отсутствии необходимых данных испытаний. Для самого грубого учета смещения точек экономической нагрузки котлов в этих условиях можно рекомендовать снижать их пропорционально снижению максимальных паросъемов котлов.

Возможность определения  $b_k$  для экономической зоны по ожидаемым к. п. д. котлов основывается на правиле спрямления характеристик котлов в пределах экономической зоны по прямой, проходящей через начало координат. При этом считают, что

$$b_k \approx b = \frac{1}{7 \cdot \eta},$$

где  $b$  — удельный расход топлива котлов (котельной).

При отсутствии необходимых данных о пределах экономических зон котлов и отсутствии норм поправок на форсированный режим, условные значения  $b_k$  приходится определять по среднему ожидаемому к. п. д. котлов (лучше по к. п. д. нетто тепловым) и ограничиваться, следовательно, средними показателями экономичности однотипных групп котлов.

При отсутствии данных испытаний использование средних характеристик потерь в котлоагрегатах (как это рекомендует В. М. Горнштейн) следует избегать, поскольку унифицированная характеристика потерь не отражает многих особенностей конкретных котлов и поэтому ошибки по относительным приростам могут быть весьма большими.

### **Учет расхода электроэнергии на собственные нужды электростанций (коэффициент $\frac{1}{1-a}$ )**

Агрегаты собственных нужд тепловых электростанций с режимной точки зрения, как известно, принято делить на три основные группы:

1) работающие непрерывно с нагрузками, зависящими от нагрузки основных агрегатов (группа «а»);

2) работающие с перерывами (группа «б»);

3) работающие непрерывно с нагрузками, практически независимыми от нагрузки основных агрегатов (группа «в»).

Учитывая требования, предъявляемые к диспетчерским таблицам очередности загрузки электростанций, и практические возможности служб режимов энергосистем, при определении значений коэффициента  $\frac{1}{1-a}$  (вернее их упрощенных значений) можно рекомендовать:

ограничиваться учетом средних удельных показателей работы основных агрегатов группы «а» (вентиляторы и дымососы котлов, питательные насосы, агрегаты пылеприготовления без промежуточных бункеров пыли, конденсатные насосы) и агрегатов пылеприготовления с промежуточными бункерами из группы «б»;

значения коэффициента  $\frac{1}{1-a}$  определять с учетом изменения величин  $b_m$  (т. е. различать экономическую и перегрузочную зоны работы турбин);

при подборе исходных материалов широко пользоваться отчетными данными по работе агрегатов собственных нужд, а также нормами и материалами испытаний;

«скачки» в потреблении электроэнергии агрегатами собственных нужд, вызываемые пусками и

| Показатели  | Электростанция А               |                                | Электростанция Б                 |                                   | Электростанция В                  |                                  |
|---|--------------------------------|--------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|
|   | Уголь (пыль, среднее давление) | Уголь (пыль, высокое давление) | Кусковой торф (среднее давление) | Фрезерный торф (среднее давление) | Фрезерный торф (высокое давление) | Кусковой торф (среднее давление) |
| Относительный прирост расхода пара, <i>t</i> пара/тыс. <i>квтч</i>  | 4,5/5,3                        | 4,1                            | 4,2/5,0                          | 4,2/5,0                           | 4,0                               | 4,2/5,9                          |
| Удельный расход электроэнергии на тягу и дутье, <i>квтч, t</i> пара . . . . .                                 | 4,75                           | 5,50                           | 7,00                             | 9,40                              | 6,50                              | 3,40                             |
| Дополнительный удельный расход (прирост) электроэнергии на питательные насосы, <i>квтч, t</i> пара . . . . .  | 0,75                           | 2,25                           | 1,10                             | 1,10                              | 2,85                              | 0,65                             |
| Дополнительный удельный расход (прирост) электроэнергии на конденсатные насосы, <i>квтч, t</i> пара . . . . . | 0,25                           | 0,25                           | 0,50                             | 0,50                              | 0,50                              | 0,45                             |
| Расход натурального топлива, <i>t</i> нат. топлива 'тыс. <i>квтч</i>  | 0,57 0,66                      | 0,47                           | —                                | —                                 | 1,54                              | —                                |
| Удельный расход на помол, <i>квтч/t</i> нат. топлива . . . . .  | 24,0                           | 30,0                           | —                                | —                                 | 1,5                               | —                                |
| Относительный прирост $\alpha$ (упрощенное значение) . . . . .  | 0,0396<br>0,0463               | 0,0469                         | 0,0361<br>0,0430                 | 0,0462<br>0,0550                  | 0,0417                            | 0,0183<br>0,0266                 |
| Коэффициент $\frac{1}{1-\alpha}$ . . . . .  | 1,041<br>1,049                 | 1,049                          | 1,037<br>1,045                   | 1,048<br>1,058                    | 1,044                             | 1,019<br>1,027                   |

Примечание. В дробных показателях числители соответствуют работе турбоагрегатов на экономических участках характеристик, а знаменатели — на перегрузочной части характеристик. Значения  $\alpha$  определяются следующим образом (для среднего давления электростанции А):

$$\frac{4,5(1,75 + 0,75 + 0,25) + 0,57 \cdot 24,0}{1000} = 0,0396 \quad \text{и} \quad \frac{5,3(4,75 + 0,75 + 0,25) + 0,66 \cdot 24,0}{1000} = 0,0463.$$

остановками наиболее крупных из них, следует учитывать при необходимости оперативно ввиду затруднительности учета их при составлении таблицы.

Рекомендуемый упрощенный способ расчета коэффициента  $\frac{1}{1-\alpha}$  может быть произведен по образцу примера в табл. 2, где приведены расчеты по трем электростанциям.

Как видно из таблицы, часть удельных показателей (тяги и дутье) принята для расчета без выделения холостого хода; если возможность такого выделения (одновременно для всех электростанций) по какому-либо показателю имеется, ею следует воспользоваться.

Еще более упрощенные характеристики собственных нужд конденсационных электростанций можно построить, например, по большому числу статистических данных. Однако они получаются слишком усредненными и в необходимой мере основных режимов особенностей электростанций не отражают.

### Учет потерь электроэнергии в сети (коэффициент $\frac{1}{1-\beta}$ )

Для точного определения относительных приростов потерь электроэнергии в сети необходим одновременный учет изменений нагрузок отдельных электростанций, местных районов электростанций, отсосов, а также изменений в схемах сети и ряда других обстоятельств, так или иначе изменяющих потокораспределение в энергосистеме.

Однако большое число переменных, взаимное изменение которых может происходить с самыми различными результатами, несовместимо с требованиями предельного упрощения диспетчерских таблиц очередности загрузки электростанций. Поэтому следует исходить из следующих положений:

а) упрощение (усреднение) значений относительных приростов потерь электроэнергии в сети является в данном случае неизбежным;

б) устанавливать для каждой электростанции на расчетный период только одно (характерное) значение коэффициента  $\frac{1}{1-\beta}$ , при изменении режима работы какой-либо электростанции, вызывающем снижение потерь электроэнергии в сети до минимума (например, при ночных провалах нагрузки, при снижении ее в воскресные дни и т. п.), сравнивать значения относительных приростов этой станции с учетом и без учета потерь в сети и оценивать, таким образом (хотя бы грубо), возможные перемещения данной электростанции в таблице очередности;

в) учитывать, что очень часто, даже при существенных изменениях относительных приростов электростанций, порядковые места их в таблице очередности могут не меняться.

В конечном счете, при определении коэффициентов учета потерь электроэнергии в сети для диспетчерских таблиц очередности загрузки электростанций может быть рекомендован следующий порядок рассуждений:

1. Пользуясь имеющимися в энергосистеме расчетами по потокораспределению и дополнив их при необходимости различными прикидками и

исследованиями, составить на расчетный период предварительные соображения о характере режимов отдельных электростанций по отношению к основной системе.

2. «Отобрать» электростанции, для которых в расчетном периоде необходимо учитывать величины  $\beta$  (электростанции, расположенные в черте города, и электростанции, имеющие большие местные районы, как правило, не выдают в основную систему значительных потоков мощности и учитываться в данном случае не должны).

3. Для «отобранных» электростанций установить: характерные режимы их работы, ожидаемые в расчетном периоде (количество работающих генераторов и характерные нагрузки), и элементы сети, которые следует принимать во внимание.

4. Пользуясь известной методикой произвести для каждой «отобранной» электростанции расчет потерь в сети для принятых характеристик режимов работы или, если это возможно по местным условиям, использовать фактические данные по удельным потерям в отдельных элементах сети, учитывая при этом, что для линий и трансформаторов

$$\beta = 2 \frac{r}{U^2} P.$$

5. В целях упрощения расчетов считать, что относительный прирост потерь в сети от изменений реактивной нагрузки не зависит.

### **О принципах построения диспетчерских таблиц очередности загрузки электростанций**

При наличии необходимых значений  $b_T, b_K, \frac{1}{1-\alpha}$  и  $\frac{1}{1-\beta}$  формы построения диспетчерских таблиц очередности загрузки электростанций могут быть различными. Следует выделить два основных направления в их построении.

В одном случае таблицы строятся по возрастающим или убывающим значениям относительных приростов электростанций с соответствующими значениями нагрузок отдельных электростанций и энергосистемы в целом. В отдельных случаях таблицы этого вида могут включать лишь часть электростанций, подлежащую диспетчерскому регулированию с соответствующей частью суммарной нагрузки энергосистемы (первый вид).

В другом случае таблицы строятся по возрастающим или убывающим значениям относительных приростов электростанций, подлежащих диспетчерскому регулированию, но без связи с суммарными нагрузками электростанций и энергосистемы (второй вид).

Выбор таблицы того или иного вида зависит от конкретных условий данной энергосистемы. Например, для энергосистем, не имеющих гидроэлектростанций и работающих с более или менее свободным распределением нагрузок между электростанциями, могут быть рекомендованы таблицы первого вида.

Для энергосистем, имеющих гидроэлектростанции и работающих со значительными ограничениями в распределении нагрузок между тепловыми электростанциями (по условиям топливной политики из-за больших нагрузок местных районов при ограниченных связях с основной системой и пр.), следует рекомендовать таблицы второго вида.

Во многих случаях вопрос о наиболее выгодном распределении нагрузки в энергосистемах сводится практически к распределению их между турбоагрегатами электростанций, имеющими конденсационную выработку. Для этой цели, по мнению автора, приемлемыми являются таблицы очередности второго вида, т. е. построенные без связи с нарастающими значениями нагрузок.

Применение в настоящее время крайне упрощенных диспетчерских таблиц очередности загрузки электростанций следует, конечно, считать явлением, в значительной мере вынужденным. Основными причинами этому служат: отсутствие полного комплекта характеристик основного и вспомогательного оборудования электростанций (в первую очередь отсутствие достаточно надежных характеристик котлоагрегатов), наличие большого числа различных ограничений в распределении нагрузок между электростанциями, наконец, отсутствие соответствующих руководящих указаний Министерства электростанций и недостаточная в связи с этим специальная подготовка работников по режимам на местах. До настоящего времени отсутствуют практически приемлемые предложения по наиболее выгодному распределению нагрузок между тепловыми и гидравлическими электростанциями.

В перспективе при первой возможности следует стремиться к построению полных характеристик относительных приростов электростанций и энергосистем с включением в них всех работающих электростанций.



# Пути улучшения регулирования перегрева в котлах высокого давления<sup>1</sup>

Канд. техн. наук Л. Б. Кроль и канд. техн. наук В. А. Локшин

## Регулирование перегрева в серийных котлах отечественного производства

Недостатки способов и аппаратуры, применяемых в настоящее время для регулирования температуры перегретого пара в серийных котлах высокого давления, уже освещались в технической литературе<sup>2</sup>.

В последнее время заводами в конструкцию поверхностных пароохладителей, работающих на питательной воде, внесены некоторые изменения, способствующие улучшению их эксплуатации.

На рис. 1 показана конструкция торцевой части пароохладителя завода «Красный котельщик» со специальными перегородками для предотвращения попадания повышенного количества конденсата в крайние змеевики пароперегревателя. Это смягчает неблагоприятный «торцевой эффект», приводивший к увеличению температурной неравномерности по змеевикам перегревателя. Известны даже случаи «затопления» крайних змеевиков конденсатом при растопке, приводившего к повреждениям труб.

Завод имени Орджоникидзе в новой конструкции головки пароохладителей устранил трубную доску, омываемую с одной стороны насыщенным паром, а с другой — питательной водой переменной температуры, что нарушало плотность фланцевого соединения трубной доски.

Улучшено крепление труб пароохладителя, что уменьшает провисание труб, стеснявшее вход пара в отдельные змеевики и приводившее к повреждениям труб перегревателей.

Наряду с улучшением конструкции сохранился ряд недостатков включения пароохладителя на стороне насыщенного пара при подаче в него питательной воды.

Одним из таких недостатков является связанность регулирования перегрева с регулированием питания котла при существующих схемах включения пароохладителя. В результате подача воды в котел производится под действием двух различных импульсов. Этими импульсами являются изменение температуры пара за перегревателем и изменение уровня воды в барабане, причем последний иногда комбинируется с дополнительными импульсами от изменения расходов пара и воды. В некоторых случаях импульсы, определяющие подачу воды в пароохладитель и в барабан котла могут действовать в противоположных направлениях, затрудняя работу соответствующих автоматов или персонала.

Взаимная связь регулирования перегрева пара и питания котла вызывает излишнюю «раскачку» как температуры пара, так и уровня воды в барабане. Это, в свою очередь, может неблагоприятно влиять на температурный режим работы металла труб водяного экономайзера из-за колебаний температуры поступающей в него воды. Колебания температуры воды на входе в экономайзер являются одной из причин образования свищей в сварных соединениях его труб.

Расположение пароохладителя на стороне насыщенного пара связано с неравномерным охлаждением пара и распределением конденсата и, следовательно, с возможным увеличением температурной неравномерности по змеевикам, даже при отсутствии торцевого эффекта.

Пароохладитель рассматриваемого типа обладает достаточной охлаждающей способностью, однако при большом солесодержании воды наблюдались случаи отложения солей внутри его труб. При неудовлетворительном качестве пара загрязняется и наружная поверхность этих труб. Загрязнение внутренней и наружной поверхностей труб может привести к снижению охлаждающей способности пароохладителя. В таких случаях нужно периодически промывать пароохладитель, что не всегда учитывается и выполняется эксплуатационным персоналом.

Важнейшим недостатком рассматриваемой схемы пароохладителя является большая инерция регулирования. Это связано в основном с тем, что между органами — подающим импульс (термопара на выходе пара из перегревателя) и воспринимающим его (вентиль, регулирующий подачу воды в пароохладитель) — включен весь металл перегревателя. При изменении режима работы перегревателя металл его труб и коллекторов переводится на новый температурный уровень, отдавая или поглощая соответствующее количество тепла, что задерживает переход к новому установившемуся состоянию.

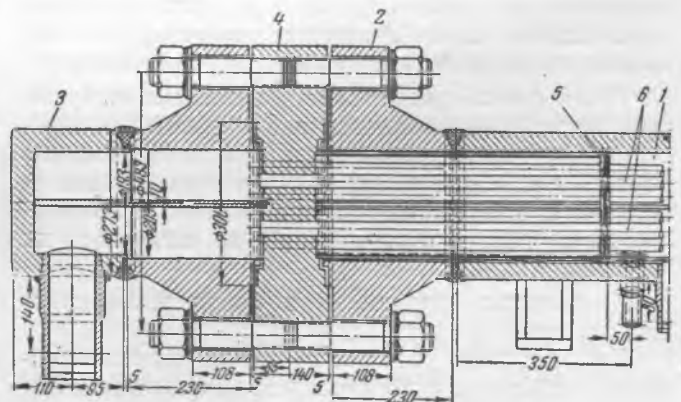


Рис. 1. Торцевая часть поверхностного пароохладителя конструкции завода «Красный котельщик».

1 — камера; 2 — фланец; 3 — доньшко; 4 — трубная доска; 5 — перегородка; 6 — змеевики диаметром 25 × 3 мм.

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

<sup>2</sup> Н. Ф. Осиповский, Эксплуатация барабанных котлов высокого давления, Госэнергоиздат, 1953; Л. Б. Кроль, Котельные агрегаты высокого давления на электростанциях СССР и их эксплуатация в период освоения, сборник «Производство и эксплуатация котельных агрегатов высокого давления», Госэнергоиздат, 1952.

Вес металла конвективного перегревателя мощного котла высокого давления составляет около 100 т; изменение конечной температуры перегретого пара, по данным испытания, начинается только через 2—3 мин. после изменения открытия вентиля, регулирующего подачу воды на пароохладитель.

Как показали опыты ВТИ, возможная скорость изменения температуры перегрева под действием отдельных «внешних возмущений» может заметно превышать скорость изменения той же температуры от «внутреннего возмущения» в системе регулирования (изменение подачи охлаждающей воды). В связи с этим даже использование опережающих импульсов не может исключить колебания температуры перегретого пара. Действительно, в эксплуатации серийных котлов высокого давления при постоянных паропроизводительности, избытке воздуха и давлении наблюдаются существенные колебания этой температуры (рис. 2).

Из-за малой скорости изменения температуры перегретого пара от внутреннего возмущения системы затрудняется автоматизация регулирования перегрева. На большинстве котлов, снабженных подобными регуляторами перегрева и различными автоматическими регулирующими устройствами, последние не используются или работают неудовлетворительно.

Рис. 2. Колебания температуры перегретого пара на котле ТП-170, снабженном работающими на питательной воде поверхностными пароохладителями.

### Другие способы регулирования перегрева, применяемые отечественными заводами

Завод имени Орджоникидзе применяет горелки с поворачивающимися наконечниками при угловом расположении. Изменение направления выхода из горелок потока пылевоздушной смеси позволяет понижать или повышать расположение ядра факела, воздействуя на температуру газов в конце топки, а следовательно, на перегрев пара.

Такой способ регулирования имеет преимущества малой инерционности и независимости конструкции регулирующих устройств от параметров пара. В последнее время заводом проделана значительная работа по усовершенствованию конструкции поворотных горелок и освоению их в эксплуатации<sup>3</sup>.

Поворотные горелки до и после реконструкции показаны на рис. 3 и 4.

Все же в эксплуатации не всегда удается обеспечить свободное поворачивание наконечников го-

<sup>3</sup> А. Л. Бычковский и И. Б. Хайкин, Регулирование перегрева поворотными горелками, «Электрические станции», 1954, № 4.

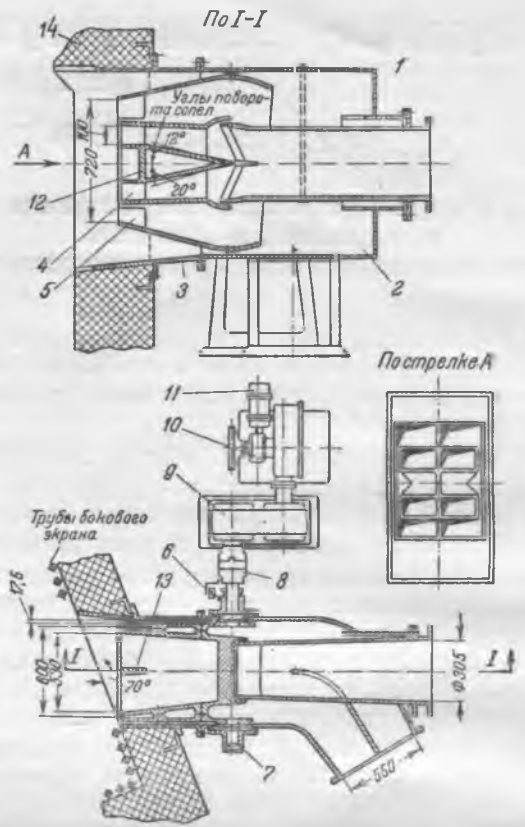


Рис. 3. Поворотная горелка первой конструкции (УП-1). 1 — короб первичного воздуха; 2 — короб вторичного воздуха; 3 — корпус горелки; 4 — сопло первичного воздуха; 5 — сопло вторичного воздуха; 6 — указатель поворота; 7 — цапфы; 8 — соединительная муфта; 9 — редуктор; 10 — колодка дистанционного управления с редуктором; 11 — электродвигатель; 12 — рассекатель; 13 — клинья; 14 — амбразура.

релок. Регулирование перегрева в требуемых эксплуатацией пределах не может полностью осуществляться при помощи поворотных горелок, так как углы поворота их ограничиваются шлакованием фестона и холодной воронки, а также из-за нарушения экономичности режима горения.

Завод «Красный котельщик» применил на нескольких котлах высокого давления типа ТП-170 регулирование перегрева при помощи заслонок, регулирующих пропуск части дымовых газов мимо перегревателя. Конструктивно это осуществлено при помощи газовых коридоров между соседними пакетами второй ступени перегревателя во всю высоту газохода. В коридорах установлены поворотные заслонки, положение которых изменяется для получения необходимой температуры перегретого пара.

Система регулирования перегрева пара при помощи заслонок, повидимому, должна отличаться малой инерцией. Конструкция и материалы органов регулирования также не связаны с параметрами пара. Целесообразность применения данной системы определяется длительностью надежной работы газовых заслонок и обеспечения ими гибкого регулирования перегрева. Недостатками данной системы являются тепловые перекосы в последующих поверхностях нагрева, создаваемые в процессе регулирования, и нелинейность характеристики заслонок, затрудняющая автоматизацию регулирования.

Тот же завод выпустил небольшую серию котлов (4—5), оборудованных впрыскивающими па-

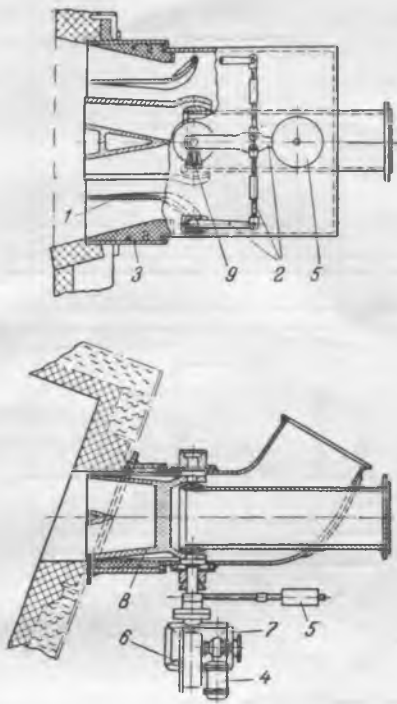


Рис. 4. Поворотная горелка новой конструкции (УП-5).

1 — шибер вторичного воздуха; 2 — рычажная передача; 3 — корпус горелки; 4 — электродвигатель; 5 — противовес; 6 — редуктор; 7 — рама редуктора; 8 — сопло первичного воздуха; 9 — указатель открытия шибера.

роохладителями для установки на электростанции, где их питание должно осуществляться только чистым конденсатом. В обычных же котлах высокого давления отечественные заводы подобные системы регулирования не применяют.

Наши заводы не применяют для регулирования перегрева сдвоенные топки, рециркуляцию газов и пароохладители, работающие на котловой воде. Из этих способов может оказаться перспективным поверхностный пароохладитель с подачей в него котловой воды или воды из питательного корыта (по предложению Орггрэс). Этот способ регулирования нуждается в усовершенствовании конструкций и экспериментальной проверке.

### Особенности регулирования перегрева при помощи впрыска воды

Практика эксплуатации котлов высокого давления, работающих на электростанциях СССР, свидетельствует о серьезных преимуществах регуляторов перегрева с впрыскивающими пароохладителями. Исследования ВТИ подтвердили, что такие регуляторы весьма просты и надежны в эксплуатации, обладают большой гибкостью, практически не влияют на подачу питательной воды в котел, а следовательно, и на работу водяного экономайзера. Испытанные ВТИ регуляторы<sup>4</sup> обеспечивали поддержание заданной температуры пара при самых разнообразных эксплуатационных режимах с небольшими колебаниями ( $\pm 5 \div 10^\circ \text{C}$ ); их охлаждающая способность достигала 100 ккал/кг пара.

Важнейшей особенностью впрыскивающих па-

<sup>4</sup> И. Б. Варавицкий, Л. Б. Кроль и В. А. Локшин, Работа впрыскивающих регуляторов перегрева пара высокого давления, „Электрические станции“, 1953, № 8.

роохладителей является их малая инерция, связанная с расположением в рассечке перегревателя. Незначительная инерционность впрыскивающих регуляторов перегрева позволяет легко автоматизировать регулирование температуры пара и обеспечивает стабильность этой температуры, а также надежность работы выходных витков пароперегревателей.

Наряду с положительными свойствами системы регулирования перегрева с впрыскивающим пароохладителем область ее применения существенно ограничивает требование, чтобы питательной водой являлся чистый конденсат. Наличие в конденсате каких-либо солей приводит к появлению отложений как в пароперегревателе (за впрыском), так и в проточной части турбины.

Для впрыска пригоден конденсат с содержанием солей не более 0,3 мг/л. Это условие невыполнимо при использовании питательной воды, содержащей даже небольшую добавку химически очищенной воды. Практически же не удается избежать отложений и при использовании для впрыска конденсата без химически очищенной воды, но при добавлении в заметном количестве дистиллата испарителей, конденсата теплофикационных подогревателей сетевой воды или различных дренажей, обычно имеющих повышенное содержание.

Опыт эксплуатации, однако, показывает, что на значительном числе конденсационных электростанций при удовлетворительной плотности конденсаторов турбин можно получить для впрыска воду необходимого качества.

Важным вопросом при применении впрыскивающих регуляторов перегрева является выбор места «рассечки» перегревателя для включения пароохладителя. Этот вопрос должен решаться с учетом двух основных требований: возможно большего уменьшения инерционности системы перегревателя и регулятора перегрева и обеспечения надежности работы обеих частей пароперегревателя — до и после впрыска.

Для улучшения регулировочных качеств пароперегревателя с включенным в рассечку его пароохладителем целесообразно место рассечки приблизить, по возможности, к выходному коллектору перегревателя. Этим достигается также перемешивание пара, обеспечивающее уменьшение температурной разверки в змеевиках и ввод во все змеевики перегретого пара. По этим соображениям впрыскивающее устройство целесообразно включать перед последним участком пароперегревателя, где приращение теплосодержания пара не превышает 40 ккал/кг.

Необходимо, однако, убедиться в том, что выбранное для впрыска место не снизит надежности работы предвключенной пароохладителем части перегревателя. Для этого нужно, чтобы при всех возможных в эксплуатации режимах температура стенки змеевиков на выходе из этой части не превышала максимально допустимой для данного металла, особенно если предвключенная впрыску часть перегревателя выполнена из углеродистой стали.

Выполнение этих противоречивых требований иногда осложняется имеющейся конструкцией перегревателя действующего котла.

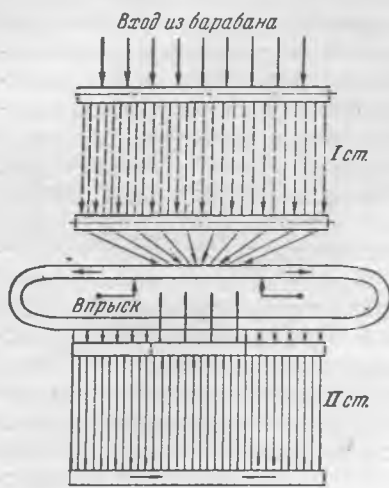


Рис. 5. Схема размещения впрыскивающего регулятора перегрева.

В таких случаях расположение пароохладителя должно определяться надежной работой предвключенной части перегревателя. Уменьшение же разверки температур в выходной части перегревателя обеспечивают устройством эффективного перемешивания пара перед входом в последнюю ступень перегревателя (рис. 5).

Для впрыска нужно использовать конденсат, содержащий при всех условиях эксплуатации наименьшее количество солей. Для этой цели пригоден конденсат из регенеративных подогревателей высокого давления. Пар, поступающий в эти подогреватели из отборов турбин, содержит меньше солей, чем пар, вырабатываемый котлами, так как часть солей из перегретого пара оседает в проточной части турбин до места отбора. В подогревателях высокого давления пар охлаждается питательной водой, солесодержание которой, как правило, значительно меньше, чем у воды, охлаждающей конденсаторы турбин. Благодаря этому подогреватели высокого давления постоянно выдают конденсат высокого качества.

Количество этого конденсата из подогревателей высокого давления, хотя бы частично находящихся в работе, достаточно для впрыска. Так, в установках высокого давления в подогревателях высокого давления обычно конденсируется 8—20% общего расхода пара. Имея в виду высокое качество получаемого от регенеративных подогревателей конденсата ( $S_{п.в.д} \approx 0,1 \text{ мг/л}$ ), в отдельных случаях резкого увеличения впрыска можно добавлять к нему и некоторое количество турбинного конденсата.

На тех электростанциях, где установлены паровые калориферы для предварительного подогрева воздуха, целесообразно использовать выдаваемый ими конденсат для впрыска.

Конденсат, предназначенный для впрыска, можно собирать в один из деаэраторов электростанции или в специальный бак. В этот же бак

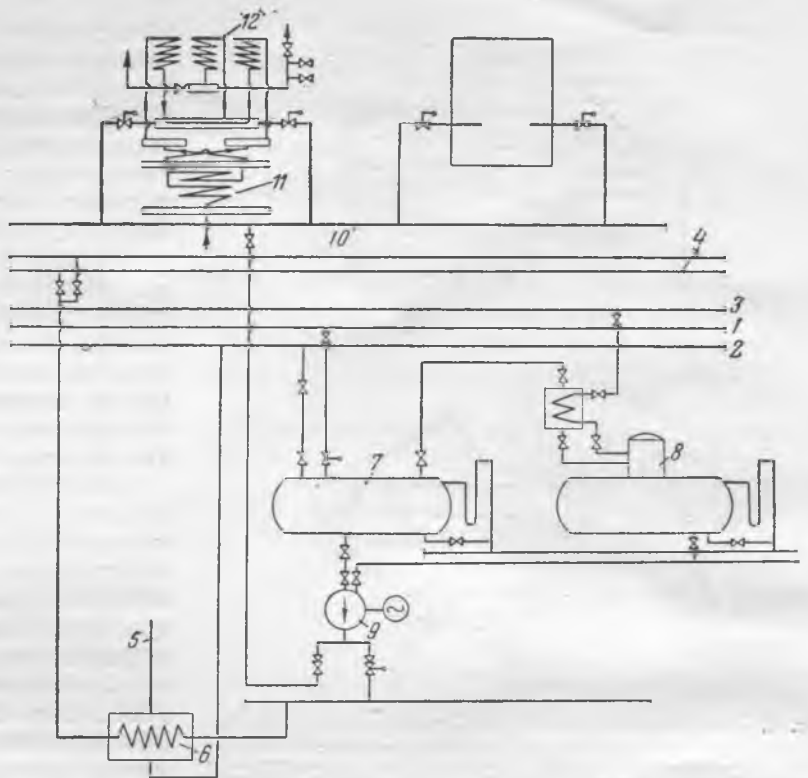


Рис. 6. Схема организации впрыска с использованием конденсата подогревателей высокого давления.

1 — трубопровод турбинного конденсата; 2 — трубопровод конденсата регенеративных подогревателей; 3 — трубопровод химически сжищенной воды; 4 — питательные магистрали; 5 — паропровод 17 ат; 6 — регенеративный подогреватель; 7 — сборный бак конденсата подогревателя высокого давления; 8 — деаэратор; 9 — насос для подачи конденсата на впрыск; 10 — магистраль конденсата для впрыска; 11 — пароперегреватель (первая ступень); 12 — пароперегреватель (вторая ступень).

на случай выхода из строя подогревателей высокого давления можно подавать конденсат от наиболее плотных конденсаторов турбин. На рис. 6 приведена подобная схема, разработанная ВТИ и конструкторским бюро Главпромэнергомонтажа для одной из электростанций.

Подачу конденсата в магистраль впрыска, прокладываемую вдоль котлов, целесообразно производить специальным насосом, изготовление которого представляется вполне реальным. Так, например, в настоящее время завод «Экономайзер» изготавливает турбонасос типа РВПТ-90-30 производительностью 30 т/час с напором 140 ат (рис. 7). Насос приводится во вращение турбиной с противодавлением при 1,2 ата. Выхлопной пар можно использовать в тепловой схеме электростанции.

Необходимо, чтобы машиностроительные заводы изготавливали подобные насосы как с турбо-, так и с электроприводом.

В крайних случаях при отсутствии таких насосов схема впрыска может предусматривать подключение какого-нибудь из питательных насосов к баку чистого конденсата и подачу его этим насосом в магистраль впрыска. Избыток воды при большой производительности питательного насоса может автоматически отводиться в общую питательную магистраль.

Имеются предложения конденсировать для впрыска часть насыщенного пара котла питательной водой. Такие схемы нуждаются еще в эксплуатационной проверке.

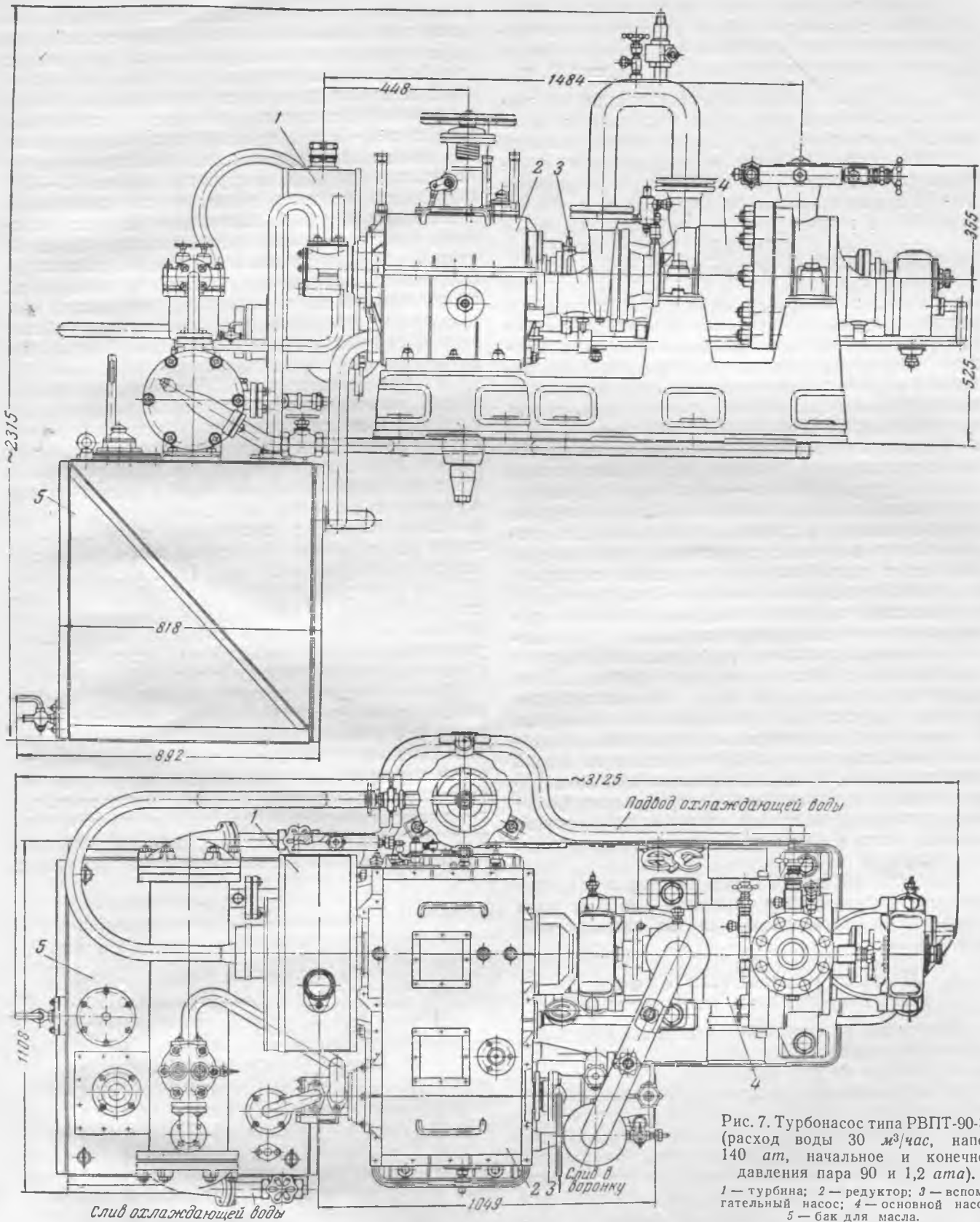


Рис. 7. Турбонасос типа РВПТ-90-30 (расход воды 30 м<sup>3</sup>/час, напор 140 ат, начальное и конечное давления пара 90 и 1,2 ата).

1 — турбина; 2 — редуктор; 3 — вспомогательный насос; 4 — основной насос; 5 — бак для масла.

### Котельные агрегаты с радиационно-конвективными пароперегревателями

Тепловая мощность регулятора перегрева определяется зависимостью температуры перегретого пара от различных режимных факторов.

Наибольшее влияние на эту температуру оказывают нагрузка котла, температура питательной воды, влажность топлива, степень загрязненности экранов и коэффициент избытка воздуха. В совокупности с некоторыми конструктивными моментами (взаимная компоновка элементов котла, место и схема включения, геомет-



рические характеристики, производительность агрегата, параметры пара) указанная зависимость определяет статическую температурную характеристику перегревателя ( $t_{ne} = f(D, t_{n.с}, W^p, t_{n.e}\alpha)$ ). Однако и при неизменных средних значениях влияющих режимных факторов обычно имеют место возмущения подачи топлива, воды, воздуха, определяющие нестабильность перегрева пара. Здесь можно говорить уже о динамической характеристике перегревателя, т. е. о зависимостях типа

$$\frac{dt}{d\tau} = f\left(\frac{dD}{d\tau}, \frac{dB}{d\tau}, \dots\right).$$

Система пароперегреватель с регулятором перегрева должна обеспечивать постоянную температуру пара при всевозможных режимах эксплуатации. Вследствие этого в выпускаемых заводами котлах с конвективными перегревателями мощность парохладителей должна быть достаточно большой — порядка 50 ккал/кг.

Однако наиболее правильно учитывать требования регулируемости котла при проектировании объекта регулирования — собственно пароперегревателя. Улучшение статической температурной характеристики радиационно-конвективного перегревателя позволяет существенно снизить требования к устройству регулирования перегрева и, в частности, к их охлаждающей мощности.

Известно, что перегреватель, имеющий радиационную и конвективную части с соответственно подобранными поверхностями, может обеспечивать стабильный перегрев при изменении нагрузки и в некоторой мере компенсировать влияние других эксплуатационных факторов. В таком перегревателе весьма просто выполняется перемешивание пара при переходе из одной части в другую. В котлах высокого давления радиационные перегреватели не требуют применения дорогостоящих сталей, обычная хромомолибденовая сталь (15ХМ) или ее заменители вполне достаточны.

Эксплуатационная надежность таких перегревателей подтверждена практикой работы ряда установок высокого давления на электростанциях СССР.

### Двухступенчатая схема регулирования перегрева

Как видно из сказанного выше, все источники изменений температуры перегретого пара могут быть разбиты на две категории:

1. Периодически происходящие изменения режима работы агрегата — нагрузки, параметров пара, питательной воды, качества топлива и т. п.

2. Неорганизованные возмущения равномерного режима, чаще всего связанные с неравномерностью подачи топлива питателями угольной пыли или с переходом агрегата от одного установившегося состояния к другому.

В соответствии с этим и регулирование перегрева целесообразно разбить на две ступени. Из них одна в основном предназначается для компенсации статических изменений температуры пара и работает главным образом при стабильном, относительно редко меняющемся режиме. Вторая же ступень должна по возможности мгновенно реагировать на динамические, практически постоянно возникающие изменения температуры пара и быстро компенсировать их. Она работает как бы в пиковом режиме.

При работе двух ступеней регулирования перегрева вторая ступень, обладая тепловой мощностью, в 2—3 раза меньшей, чем у первой, должна действовать практически безинерционно и автоматически. Первая ступень, снимая 65—75% отводимого от пара тепла, может действовать с большей инерцией. Автоматика должна включать первую ступень регулирования вслед за второй при существенных изменениях режима работы котла (значительное изменение температуры питательной воды, паропроизводительности). Допустимо и дистанционное управление работой первой ступени регулирования при обязательной автоматизации управления второй ступенью.

Из приведенного выше рассмотрения особенностей работы парохладителей с учетом места включения их по паровому тракту видно, что впрыск может быть успешно применен в качестве второй ступени регулирования. Поверхностный же парохладитель в том виде, в каком он выполняется в серийных котлах высокого давления, можно использовать как первую ступень. Такая схема регулирования перегрева разработана для котлов одной уральской грэс (рис. 8).

При этом устраняются или смягчаются недостатки каждого из способов регулирования, а сочетание их дает новую систему, повидимому, удовлетворяющую требованиям, предъявляемым к системам регулирования перегрева.

Действительно, впрыск включается совсем близко к месту выхода пара, благодаря чему предельно уменьшается инерция системы. Ущерб для надежности работы предвключенной впрыску части перегревателя нет, так как чрезмерное повышение температуры в ней предотвращается действием поверхностного парохладителя. Общая тепловая мощность всей системы регулирования оказывается достаточной даже при резких

действительно, впрыск включается совсем близко к месту выхода пара, благодаря чему предельно уменьшается инерция системы. Ущерб для надежности работы предвключенной впрыску части перегревателя нет, так как чрезмерное повышение температуры в ней предотвращается действием поверхностного парохладителя. Общая тепловая мощность всей системы регулирования оказывается достаточной даже при резких

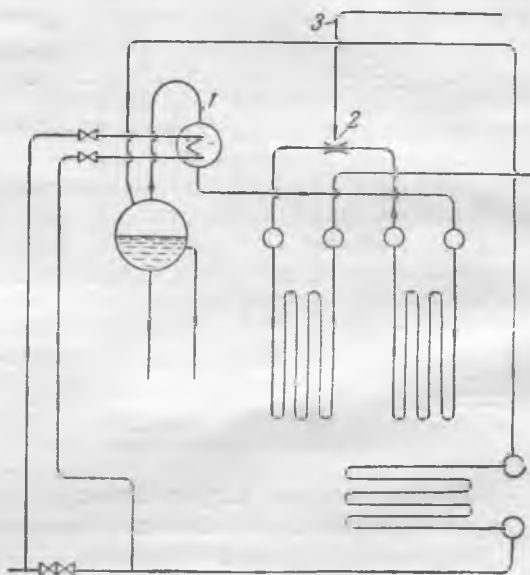


Рис. 8. Двухступенчатая схема регулирования температуры перегретого пара.

1 — поверхностный парохладитель на питательной воде; 2 — впрыскивающий парохладитель; 3 — трубопровод конденсата от подогревателей высокого давления.

изменениях условий работы котельного агрегата. Вместе с тем на впрыск можно подавать небольшое количество конденсата — до 3% от паропроизводительности агрегата. Это облегчает трубопроводы и арматуру для впрыска и позволяет предъявить к качеству конденсата, подаваемого на впрыск, менее жесткие требования, т. е. использовать для впрыска смесь конденсата турбин и конденсата подогревателей высокого давления, достаточно лишь отключить от соответствующего деаэрата химически очищенную воду, конденсат сетевых подогревателей, дистиллат испарителей и т. п. Ослабляется, хотя не полностью, связь процессов питания котла и охлаждения пара.

В действующих котельных агрегатах с поверхностными пароохладителями, включенными на стороне насыщенного пара, дополнительное устройство впрыска небольшого количества конденсата позволяет существенно усовершенствовать систему регулирования перегрева пара и, в частности, автоматизировать ее.

Можно использовать и другие регуляторы в качестве первой и второй ступеней системы регулирования перегрева. Например, если поворотные горелки применить как вторую ступень, то поворот их потребуются только в весьма ограниченном диапазоне, благодаря чему исключается возможность ухудшения топочного режима<sup>5</sup>. При этом система регулирования остается малоинерционной.

Если поверхностный пароохладитель, работающий на котловой воде, использовать как первую ступень, то его можно включить близко к месту входа пара и тем самым надежно защитить предвключенную часть перегревателя и уменьшить размеры и вес пароохладителя.

<sup>5</sup> Такая схема регулирования перегрева пара предложена и разработана на машиностроительном заводе имени Орджоникидзе.

Увеличение количества арматуры, расхода металла должно окупиться отмеченными выше достоинствами схемы двухступенчатого регулирования перегрева.

## Выводы

1. Котлостроительные заводы выпускают серийные котельные агрегаты высокого давления с пароперегревателями и регуляторами перегрева, создающими весьма инерционную систему, не поддающуюся автоматическому управлению. Системы регулирования в этих агрегатах имеют и другие недостатки.

2. Следует считать рациональным устройство в котлах высокого давления радиационно-конвективных перегревателей с регулированием перегрева впрыском в рассечку.

3. Для новых котлов, выпускаемых с конвективными перегревателями, регулирование перегрева целесообразно выполнять по двухступенчатой схеме с поверхностным пароохладителем в первой ступени (охлаждающая среда — котловая вода, вода из питательного корыта барабана или питательная вода) и с впрыском — во второй.

В действующих котельных агрегатах с конвективными перегревателями и поверхностными пароохладителями на стороне насыщенного пара система регулирования перегрева может быть существенно усовершенствована путем устройства второй ступени — впрыска в рассечку.

4. Для впрыска целесообразно использовать конденсат подогревателей высокого давления с добавкой чистого турбинного конденсата.

Машиностроительные заводы должны выпускать для впрыска серии насосов высокого давления производительностью 30—50 м<sup>3</sup>/час с турбинным и электрическим приводами.

Впредь до организации выпуска таких насосов для впрыска может быть использован один из питательных насосов, присоединяемый к специально выделенному питательному баку (деаэратуру).



## Авторегулирование редуционно-охладительных установок<sup>1</sup>

Инж. М. И. Дзалаев и инж. Ю. К. Столяров

Принятая ЦКТИ и поставляемая Венюковским арматурным заводом типовая схема авторегулирования редуционно-охладительных установок<sup>2</sup>, обеспечивающая в трубопроводе за установкой постоянство заданных значений давления и температуры редуцированного пара, целесообразна лишь в случае, когда редуционно-охладительная установка (РОУ) работает как постоянно действующая и предназначена для понижения давления и температуры пара. Для случая, когда РОУ служит резервом предвключенной

турбины высокого давления или работает с ней параллельно в блоке с турбинами среднего давления, указанная схема нецелесообразна ввиду наличия следующих недостатков:

1. Поддерживая постоянство давления редуцированного пара за установкой (совместно с автоматикой котлов среднего давления), автоматика РОУ «качает» нагрузку котлов блока высокого давления, которые как наиболее экономичные должны работать на базисной нагрузке.

2. При изменениях электрической нагрузки предвключенной турбины, а следовательно, и изменениях расхода пара через нее автоматика РОУ недостаточно реагирует на изменение пропускания пара через РОУ (давление в коллекторах

<sup>1</sup> Печатается в порядке постановки вопроса. Ред.

<sup>2</sup> З. Я. Бейрах, Изменение схемы регулирования редуционно-охладительной установки, «Электрические станции», 1952, № 6.

редуцированного пара поддерживается автоматикой котлов среднего давления), вследствие чего нагрузка котлов высокого давления изменяется.

3. При внезапном отключении предвключенной турбины автоматика РОУ, работающая по импульсу давления редуцированного пара, действует на открытие редуциционного клапана с запазданием вследствие взятия нагрузки котлами среднего давления, что приводит к кратковременному, но почти полному сбросу нагрузки котлами высокого давления (кроме расхода через предохранительные клапаны котлов).

4. При выходе из строя одного из работающих котлов высокого или среднего давления и снижении вследствие этого давления редуцированного пара автоматика РОУ открывает редуциционный клапан и дополнительно снижает нагрузку предвключенной турбины, чем еще более усугубляет недостаток мощности.

5. При резком сбросе нагрузки с турбин блока среднего давления значительно повышается давление пара в магистралях среднего давления. При этом автоматика РОУ закрывает редуциционный клапан, что приводит к нежелательной работе предохранительных клапанов на котлах блока высокого давления.

Наиболее целесообразно при работе РОУ параллельно с предвключенными турбинами выполнять схему автоматизации их по импульсу расхода пара через предвключенную турбину и РОУ с обеспечением постоянства суммарного расхода пара через них, что наилучшим образом обеспечит постоянство нагрузки котлов блока высокого давления. При этом регулирование давления обеспечивается автоматикой горения котлов.

Схема такой автоматики с применением в качестве чувствительных элементов, воспринимающих изменения расхода пара турбиной и РОУ, дифманометров, подключаемых к измерительным диафрагмам параллельно с датчиками парометров, требует использования приборов с линейной характеристикой от расхода и потому затруднительна в исполнении.

Более просто для устранения указанных недостатков изменить типовую схему ЦКТИ, взяв импульс для колонки регулирования давления от паропровода высокого давления (до РОУ), с воздействием на редуциционный клапан в сторону открытия при повышении давления пара перед РОУ и соответственно в сторону закрытия при снижении давления.

Регулирование температуры осуществляется изодромным регулятором по существующей типовой схеме ЦКТИ.

Работа измененной схемы автоматики РОУ будет протекать следующим образом:

1. При падении электрической нагрузки предвключенной турбины давление пара в магистралях высокого давления будет расти и автоматика увеличит открытие редуциционного клапана РОУ, перепустив излишний пар в паропровод среднего давления и поддерживав этим давление и нагрузку котлов высокого давления постоянными. При повышении нагрузки турбины работа автоматики будет происходить в обратном направлении.

2. При внезапном отключении предвключенной турбины резко повышается давление пара перед РОУ, автоматика полностью открывает редуциционный клапан и пропускает весь пар котлов высокого давления через РОУ.

3. При выходе из строя одного из работающих котлов высокого давления и снижении вследствие этого давления пара перед РОУ автоматика закрывает редуциционный клапан и весь оставшийся пар поступит только на предвключенную турбину.

4. На изменения давления редуцированного пара (в коллекторах среднего давления) автоматика не реагирует; это давление должно поддерживаться регулированием котлов блока среднего давления (автоматически или вручную).

Осуществление самозапуска РОУ требует, кроме дополнений в устройствах авторегулирования, установки на РОУ вместо обычно применяющегося двухседельного редуциционного клапана односедельного запорно-редуциционного клапана или дополнительно запорного быстродействующего клапана. В случае применения на РОУ обычного редуциционного клапана, закрывающегося недостаточно плотно, при нахождении РОУ в горячем резерве (т. е. при открытой запорной задвижке перед РОУ) не обеспечивается ее полное отключение. В этом случае следует пропускать через РОУ около 10% пара. При имеющемся запасе в номинальной паропроизводительности котлов блока высокого давления против потребления пара предвключенной турбины (при ее номинальной нагрузке) это не скажется на снижении экономичности работы электростанции. В остальном работа описанной схемы от конструкции редуциционного клапана не зависит.

Указанное изменение существующей типовой схемы ЦКТИ для автоматизации редуциционных охладительных установок обеспечивает повышение надежности и экономичности работы оборудования блока высокого давления за счет выравнивания нагрузки на котлах высокого давления и почти полного исключения весьма нежелательных случаев подрыва их предохранительных клапанов.

#### ОТ РЕДАКЦИИ

*Предлагаемая схема допустима только в том случае, когда котлы среднего давления способны поддерживать нормальное давление за предвключенной турбиной, ибо резкое понижение его может вызвать прогиб диафрагмы последней ступени предвключенной турбины.*

*Для сохранения нормального режима работы турбин среднего давления при аварийном отключении предвключенной турбины регулятор давления РОУ должен быть выполнен быстродействующим. Регуляторы ЦКТИ этому условию не удовлетворяют.*



# Трудоемкость монтажа котельных агрегатов в зависимости от блочности конструкций

Инж. В. В. Булгаков

Показательным в отношении трудоемкости монтажа котельных агрегатов серийного выпуска является прежде всего распределение трудозатрат на монтаж основных узлов, поставляемых как в виде блоков, так и в виде отдельных деталей «россыпью».

Анализ технологических карт монтажа котлоагрегата ТП-230, блочность сборки которого достигает 80%, приводит к результатам, показанным в табл. 1 (по данным технологических карт Донбассэнергомонтажа).

составляет 103 т, или 10,3% от общего веса котлоагрегата, а общие трудозатраты на его монтаж равны 11 247 чел-час, или 48% общих трудозатрат на котлоагрегат. Трудозатраты, отнесенные на 1 т конструкции этого узла, составляют 114 чел-час при средней величине трудозатрат на 1 т — 23,4 чел-час.

Второй узел — это монтируемые россыпью отдельные детали каркаса котла, детали лестниц и площадок и листы обшивки каркаса. Общий вес деталей, входящих в этот узел, составляет

Таблица 1

| Узлы конструкции                                   | Способ монтажа | Количество блоков | Вес, т | Соотношение веса, % | Всего трудозатрат, натуральные чел-часы | Трудозатраты, отнесенные на 1 т конструкций, чел-час |
|--|----------------|-------------------|--------|---------------------|---|--|
| Каркас котла . . . . .                             | Блоками        | 62                | 294    | 29,0                | 1 816                                   | 6,9  |
|  | Россыпью       | —                 | 100    | 10,0                | 4 560                                   | 45,7   |
| Поверхности нагрева . . . . .                      | Блоками        | 18                | 205    | 20,3                | 2 257                                   | 11,0   |
|  | Россыпью       | —                 | 103    | 10,3                | 11 247                                  | 114,0  |
| Воздухоподогреватель . . . . .                     | Блоками        | 21                | 181    | 18,0                | 1 735                                   | 9,6  |
|  | Россыпью       | —                 | —      | —                   | —                                       | —  |
| Водяной экономайзер . . . . .                      | Блоками        | 6                 | 101    | 10,0                | 474                                     | 4,7  |
|  | Россыпью       | —                 | —      | —                   | —                                       | —  |
| Трубопроводы в пределах котла и арматура . . . . . | Блоками        | 10                | 17     | 1,7                 | 310                                     | 18,3   |
|  | Россыпью       | —                 | 7      | 0,7                 | 1 065                                   | 146,0  |
| Итого . . .  | Блоками        | 117               | 798    | 79,0                | 6 592                                   | 8,2  |
|  | Россыпью       | —                 | 210    | 21,0                | 16 872                                  | 80,4   |
| Всего . . .  |                | —                 | 1 008  | 100%                | 23 464                                  | 23,4   |

Из таблицы видно, что на монтаж 798 т конструкций, собранных в блоки и составляющих 79% веса всего котлоагрегата, расходуется всего лишь 6 592 чел-часа, или 28% всех трудозатрат, а на монтаж отдельных деталей, поданных на котел россыпью и составляющих величину 210 т, или 21% к весу котлоагрегата, расходуется 16 872 чел-час, или 72% всех трудозатрат. При этом на 1 т конструкций при монтаже россыпью затрачивается 80,4 чел-час, а блоками — 8,2 чел-час, т. е. соотношение в трудозатратах равно 1 : 10.

Из этого следует, что к вопросу монтажа мелких деталей необходимо подходить с большим вниманием и что именно здесь надо искать пути снижения трудозатрат и сокращения сроков монтажа котельных агрегатов.

Как это видно из табл. 1, наиболее трудоемкими являются два конструктивных узла котлоагрегата.

Первый узел — это монтируемые россыпью отдельные трубы экранных поверхностей котла, соединительные трубы между барабанами, опускные трубы, змеевики пароперегревателя и т. д. Общий вес деталей, входящих в этот узел, со-

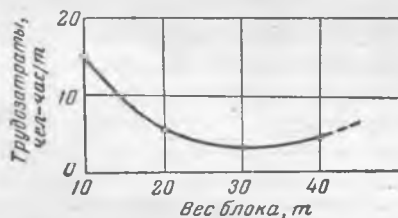
ставляет 103 т, или 10% общего веса котлоагрегата, а общие трудозатраты на его монтаж 4 560 чел-час, или 19,5% общих трудозатрат на монтаж котлоагрегата. Трудозатраты, отнесенные на 1 т конструкций этого узла, составляют 45,7 чел-час при средней величине трудозатрат на 1 т — 23,4 чел-час.

Таким образом, на монтаж россыпью этих двух конструктивных узлов расходуется  $48 + 19,5 = 67,5\%$  всех трудозатрат, приходящихся на котлоагрегат в целом, тогда как по весу они составляют  $10,3 + 10 = 20,3\%$  от веса всего агрегата.

Кроме указанной зависимости между способом ведения монтажных работ (россыпью или блоками) и потребными для этого трудозатратами, трудоемкость монтажных работ находится в зависимости также от весового состава самих блоков. Изучение монтажных технологических карт котлоагрегата ТП-230 и др. показало, что существует ясно выраженная зависимость между весовой характеристикой монтажного блока и величиной трудозатрат на его сборку и монтаж, что показано в табл. 2.

| Вес блока                | Узел котлоагрегата, собранный в блоки                         | Количество блоков | Суммарный вес блоков, т | Удельный вес блоков, % | Трудозатраты на весь объем, чел-час | Трудозатраты, отнесенные на 1 т конструкций, чел-час |
|--------------------------|---|-------------------|-------------------------|------------------------|-------------------------------------|--|
| До 10 т                  | Каркас котла . . . . .  | 54                | 98,3                    |                        | 1 146                               |  |
|                          | Поверхность нагрева, пароперегреватель . . . . .              | 12                | 79,4                    |                        | 1 595                               |  |
|                          | Воздухоподогреватель, включая соединительные короба . . . . . | 9                 | 25,6                    |                        | 568                                 |  |
|                          | Трубопроводы и арматура . . . . .                             | 10                | 16,9                    |                        | 310                                 |  |
|                          | Итого . . . . .   | 85                | 220,2                   | 27,5                   | 3 619                               | 16,45  |
| 10÷20 т                  | Каркас котла . . . . .  | 2                 | 23,1                    |                        | 180                                 |  |
|                          | Кубы воздухоподогревателя . . . . .                           | 12                | 155,3                   |                        | 1 167                               |  |
|                          | Водяной экономайзер . . . . .                                 | 6                 | 100,6                   |                        | 474                                 |  |
|                          | Пароперегреватель . . . . .                                   | 4                 | 59,3                    |                        | 217                                 |  |
|                          | Итого . . . . .   | 24                | 338,3                   | 42,5                   | 2 038                               | 6,04   |
| 20÷30 т                  | Каркас котла . . . . .  | 4                 | 102,5                   |                        | 316                                 |  |
|                          | Барабан малый . . . . .                                       | 1                 | 23,4                    |                        | 158                                 |  |
|                          | Итого . . . . .   | 5                 | 125,9                   | 15,8                   | 464                                 | 3,70   |
| Свыше 30 т               | Каркас котла . . . . .  | 2                 | 70,7                    |                        | 174                                 |  |
|                          | Большой барабан . . . . .                                     | 1                 | 42,6                    |                        | 277                                 |  |
|                          | Итого . . . . .   | 3                 | 113,3                   | 14,2                   | 451                                 | 3,98   |
| Всего по котлу . . . . . |   | 117               | 797,6                   | 100,0                  | 6 592                               | 8,20   |

Из таблицы видно, что трудозатраты на 1 т сначала резко падают с ростом веса блока, а затем, достигнув какого-то предела, обнаруживают тенденцию к росту. Эта зависимость наглядно видна из рисунка.



|                                |      |      |      |      |
|--------------------------------|------|------|------|------|
| Количество блоков              | 85   | 24   | 5    | 3    |
| То же, %                       | 72,6 | 20,5 | 4,3  | 2,6  |
| Вес конструктивный в блоках, % | 27,5 | 42,5 | 15,8 | 14,2 |

Зависимость трудозатрат от веса блока при монтаже котлоагрегата ТП-230-2.

Оптимальный вес, т. е. вес блока, при котором трудозатраты на монтаж будут наименьшими, находится в рассматриваемом случае в пределах 30 т.

Из табл. 2 видно, что из 117 монтажных блоков 85 (72,6%) имеют вес, значительно отличающийся от оптимального и, следовательно, монтируются с перерасходом в трудозатратах. Правда, по весу они составляют лишь 27,5% от веса конструкций, монтируемых блоками.

Интересно отметить, что приведенный вывод в отношении оптимальной весовой характеристики монтажного блока полностью совпадает с выводом, полученным в результате изучения зависимости между весовой характеристикой монтажного блока и рациональным использованием

грузоподъемного механизма (мостового крана) при монтаже котельных агрегатов<sup>1</sup>.

Данные выводы, сделанные по котлу ТП-230-2, полностью справедливы и для другого котлоагрегата серийного выпуска ТП-170-1, так как весовые характеристики блоков этого котла аналогичны характеристике котла ТП-230-2 (табл. 3).

Таблица 3

| Вес блоков, т | ТП-170-1          |       |              |       | ТП-230-2          |       |              |       |
|---------------|-------------------|-------|--------------|-------|-------------------|-------|--------------|-------|
|               | Количество блоков | %     | Общий вес, т | %     | Количество блоков | %     | Общий вес, т | %     |
| До 10         | 85                | 77,0  | 243          | 37,0  | 85                | 72,6  | 220          | 27,5  |
| 10÷20         | 20                | 18,0  | 252          | 38,5  | 24                | 20,5  | 338          | 42,5  |
| 20÷30         | 1                 | 1,0   | 26           | 4,0   | 5                 | 4,3   | 126          | 15,8  |
| Свыше 30      | 4                 | 4,0   | 135          | 20,5  | 3                 | 2,6   | 113          | 14,2  |
| Всего . . .   | 110               | 100,0 | 656          | 100,0 | 117               | 100,0 | 797          | 100,0 |

Основной грузоподъемный механизм на монтаже — мостовой кран котельной — даже при мощности в 30 т используется недостаточно рационально, так как не менее 25—28% его машиномен расходуется на подъем мелких разрозненных деталей.

В табл. 4 приведены сводные данные о распределении машиномен мостового крана на отдельные виды работ в период монтажа трех котлоагрегатов высокого давления.

Значительная доля трудоемкости при монтаже принадлежит сварочным работам, которые характерны неравномерностью объема их по времени и неизбежностью пиков в период наибольшего разворота работ.

<sup>1</sup> В. А. Зайдель, Выбор оптимальных характеристик монтажного блока котлоагрегата, «Электрические станции», 1948, № 6.

Таблица 4

| Наименование  | ТП-170-1 | ТП-230-2 | ПК-10Ш |
|---|----------|----------|--------|
| Вес перемещаемых грузов, т                                      | 1 802    | 2 600    | 2 606  |
| Количество машинослен, расходуемых при монтаже одного котла на: |          |          |        |
| разгрузку и перемещение грузов . . . . .                        | 35,9     | 42,3     | 44,0   |
| сборку блоков . . . . .   | 13,3     | 4,5      | 4,7    |
| установку блоков . . . . .                                      | 28,8     | 32,9     | 33,0   |
| установку отдельных деталей россыпью . . . . .                  | 24,8     | 28,1     | 28,1   |
| Всего машинослен  | 92,8     | 107,8    | 109,8  |

Трудозатраты, связанные с производством сварочных работ, исчисленные только для собственно котла ТП-170, приведены в табл. 5.

Таблица 5

| Наименование  | Длина шва, м | Количество стыков | Трудозатраты чел-час |
|---|--------------|-------------------|----------------------|
| <b>Сварка металлоконструкций:</b>   |              |                   |                      |
| Каркаса котла . . . . .   | 8 078        | —                 | 2 761                |
| Поверхностей нагрева котла . . . . .  | 277          | —                 | 130                  |
| Экономайзерной группы . . . . .   | 1 096        | —                 | 346                  |
| Итого . . . . .   | 9 451        | —                 | 3 837                |
| <b>Сварка труб:</b>   |              |                   |                      |
| Трубы поверхностей нагрева экранов, водоподводящие, пароперегревателя и т. д. . . . . | —            | 1 856             | 1 423                |
| Змеевики экономайзера, соединительные трубы, колпачки и т. д. . . . .                 | —            | 760               | 352                  |
| Трубопровод (в пределах котла) диаметром до 219 мм . . . . .                          | —            | 77                | 255                  |
| Итого . . . . .   | —            | 2 693             | 2 030                |
| Всего трудозатрат . . . . .   | —            | —                 | 5 867                |
| % к общим трудозатратам по котлу  |              |                   | 17                   |

Распределение общих трудозатрат, расходованных на сборку и монтаж собственно котлоагрегата, приведено в табл. 6 применительно к двум серийным котлам: ТП-170-1 и ТП-230-2.

Таблица 6

| Узел  | ТП-170-1, % | ТП-230-2, % |
|---|-------------|-------------|
| Каркас котлоагрегата . . . . .                          | 25,0        | 27,4        |
| Поверхности нагрева котла и пароперегревателя . . . . . | 58,4        | 57,5        |
| Экономайзерная группа с воздухоподогревателем . . . . . | 13,6        | 9,4         |
| Трубопроводы в пределах котла                           | 3,0         | 5,7         |
| Всего по котлоагрегату                                  | 100,0       | 100,0       |

Как и следовало ожидать, наиболее трудоемкими являются монтаж поверхности нагрева, включая пароперегреватель, и каркас котла, так как именно в этих двух узлах сосредоточена россыпь, снижающая эффект блочной сборки и увеличивающая трудоемкость работ, о чем было наглядно показано в табл. 1.

Распределение трудозатрат по отдельным видам работ, объединенным в следующие четыре основные группы, охватывающие все рабочие операции по котлоагрегату ТП-170-1 (учтенные монтажными технологическими картами, составленными в 1954 г. Ленпромэнерго-монтажем):

|   |                        |
|---|------------------------|
| I. Погрузо-разгрузочные работы                          | 1 518 чел-час (4,3%)   |
| II. Сборочные работы . . . . .                          | 14 702 чел-час (42,7%) |
| В том числе:  |                        |
| Каркас котлоагрегата . . . . .                          | 2 957 чел-час          |
| Поверхности нагрева . . . . .                           | 9 955 чел-час          |
| Экономайзерная группа и воздухоподогреватель . . . . .  | 1 095 чел-час          |
| Трубопровод в пределах котла                            | 694 чел-час            |
| III. Монтажные работы . . . . .                         | 12 389 чел-час (36,0%) |
| IV. Сварочные работы . . . . .                          | 5 855 чел-час (17,0%)  |
| В том числе:  |                        |
| Каркас котлоагрегата . . . . .                          | 2 762 чел-час          |
| Поверхность нагрева с пароперегревателем . . . . .      | 2 266 чел-час          |
| Экономайзерная группа с воздухоподогревателем . . . . . | 650 чел-час            |
| Трубопровод в пределах котла                            | 188 чел-час            |

Всего по котлоагрегату . . . . . 34 474 чел-час (100%)

Как видно из этих данных, операции по доизготовлению и сборке конструкций в блоки отнимают 42,7% общих трудозатрат. Если выполнять их не на монтажной площадке, то отпадет, кроме того, не менее половины объема работ, связанных со сваркой металлоконструкций и труб и, следовательно, общий размер возможного снижения трудозатрат на монтажной площадке составит  $42,7 + 8,5 = 51,2\%$  всех учтенных технологическими картами трудозатрат.

## Выводы

1. Котельные агрегаты ТП-171, ТП-230 и ПК-10 на монтажной площадке подлежат доизготовлению и сборке в монтажные блоки.

Оставшиеся несобранными в блоки детали, так называемая россыпь, составляют 21% от веса всего агрегата, а по трудоемкости монтажа занимают до 72% всех трудозатрат.

Общая блочность котлоагрегатов недостаточна — порядка 80%. Дальнейшее повышение блочности ограничивается конструктивными особенностями котлоагрегатов.

2. Весовые характеристики монтажных блоков таковы, что большая часть их (72% ÷ 78%) имеет вес до 10 т, т. е. находится далеко за пределами оптимального веса блока (20 ÷ 30 т).

Большая разбежка весовых характеристик блоков приводит к малоэффективному использованию мостового крана, в то время как от использования последнего зависят сроки производства монтажных работ.

Большое количество россыпи еще больше снижает коэффициент использования крана, отнимая 28% всех машинослен.

3. Необходимость большого объема доводочных работ на монтажной площадке приводит к излишнему расходованию рабочей силы.

Операции, связанные с доизготовлением конструкций и с монтажом россыпи, требуют в 10 раз больше трудозатрат, чем при монтаже блоками. Так, на 1 т конструкций расходуется при монтаже россыпи 80,4 чел-час, а при монтаже блоков — 8,2 чел-час.



# О сварных стыках трубопроводов

Инж. С. С. Якобсон

В последнее время в технической литературе высказывается мысль о своевременности и необходимости создания стандарта на типы конструкций сварных стыков трубопроводов<sup>1</sup>, с чем нельзя согласиться. Существующие конструкции сварных стыков трубопроводов с подкладными кольцами по тем или иным причинам не могут быть рекомендованы для стандартизации.

Ручная электродуговая сварка стыков ответственных трубопроводов диаметром более 100 мм в большинстве случаев производится на подкладных кольцах.

Подкладное кольцо является не столько конструктивным элементом, сколько технологическим средством, позволяющим лучше сцентрировать свариваемые трубы и избежать от натеков (грата) внутри трубы. Кроме того, к подкладному кольцу предъявляется требование — минимально сузить проходное сечение трубы при сохранении необходимой прочности сварного соединения и обеспечить получение сварного соединения без трещин.

Наилучшим решением вопроса было бы применение удаляющихся после сварки подкладных колец, которые обеспечивали бы получение доброкачественного сварного соединения и не оставались внутри трубы в процессе эксплуатации трубопровода.

Все попытки применить для сварки стыков стационарных трубопроводов разъемные инвентарные металлические кольца пока не увенчались успехом вследствие того, что удаление этих колец из линии трубопроводов при большом количестве монтажных стыков представляет значительные затруднения.

Сварка стыков без подкладных колец с успехом разрешена Институтом электросварки им. Е. О. Патона для автоматической сварки путем разработки конструкции автомата и технологии сварки поворотных стыков труб в потолочном положении в струе флюса, но этот способ не годится для ручной дуговой сварки неповоротных стыков труб.

Поэтому большинство стыков выполняется с применением остающихся подкладных колец, хотя опыт монтажных организаций Министерства электростанций показывает, что ни одна из существующих конструкций стыков труб с остающимися подкладными кольцами не отвечает полностью предъявляемым требованиям.

Неправильная конструкция стыкового соединения труб может быть причиной появления трещин в сварном шве. Это подтверждается анализом значительного количества случаев обнаружения дефектов в сварных соединениях трубопроводов электростанций при помощи гамма-дефектоскопии и металлографических исследований.

Конструкция стыкового соединения с подклад-

ным кольцом с буртиком (рис. 1), которая применялась некоторыми котлостроительными заводами для трубопроводов высокого давления, оказалась дефектной по следующим причинам.

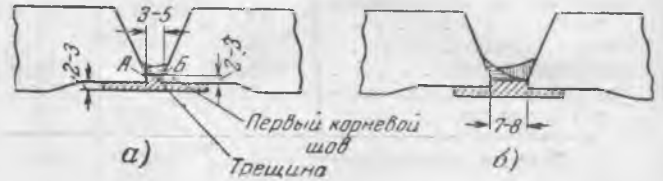


Рис. 1. Стык трубопроводов с подкладным кольцом с буртиком.

а — с нормальным зазором; б — с увеличенным зазором.

Буртик, который сделан на кольце с целью фиксации зазора между трубами, имел высоту 2—3 мм и по идее должен быть полностью расплавлен при наложении первого корневого шва. Но в большинстве случаев этого не происходит, особенно в потолочном положении шва, и торцы буртика, в которые упираются трубы, остаются нерасплавленными. В результате этого трубы, стремящиеся сблизиться под действием усадки наплавленного металла, встречают сопротивление со стороны нерасплавленных торцов буртика, что вызывает сильную концентрацию напряжений в точках А и Б. Эти напряжения могут достигать величины, превосходящей предел прочности наплавленного металла, и тогда в нижних слоях шва появляются трещины, как показано на рис. 1, а. Уменьшить опасность образования трещин при такой конструкции стыка возможно путем наложения более прочного корневого шва в виде двух валиков большей высоты, но для этого необходимо увеличить зазор между трубами до 7—8 мм (рис. 1, б). Это приводит к увеличению расхода электродов и электроэнергии и вызывает дополнительные усадочные напряжения. Кроме того, этот способ наложения корневого шва не гарантирует полностью от образования трещин.

В монтажной практике для трубопроводов среднего и повышенного давления нашла широкое распространение конструкция стыков с цилиндрическим кольцом (рис. 2). В этом случае внутренняя поверхность трубы в месте стыка, как правило, не обрабатывается. Если концы труб калиброваны, то кольцо можно довольно плотно подогнать к трубе; если же концы труб не обработаны, то при существующих допусках на диаметр трубы и толщину стенки практически очень

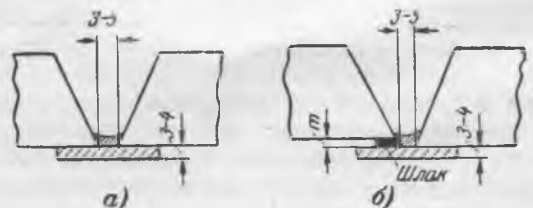


Рис. 2. Стык трубопроводов с цилиндрическим подкладным кольцом.

а — при одинаковых внутренних диаметрах труб; б — при разных внутренних диаметрах труб в пределах допусков на толщину стенок.

<sup>1</sup> Д. А. Федорович, О стандартизации сварных соединений трубопровода, „Вестник машиностроения“, 1954, № 2.

трудно выполнить стыковку труб без ступеньки по внутренним диаметрам (рис. 2,б). Зазор  $m$  только из-за разной толщины стенок при номинальной толщине стенки трубы 25 мм может достигать до 7,5 мм при стыковке труб с максимальным положительным и отрицательным допуском. Наличие между трубой и кольцом зазора 3—4 мм уже приводит к тому, что в нем остается шлак, который всегда может явиться очагом появления трещины ввиду концентрации напряжений. Поэтому в случае сварки стыков труб с некалиброванными кольцами приходится либо

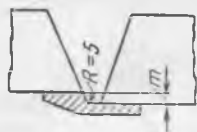


Рис. 3. Ступенчатое подкладное кольцо при разных внутренних диаметрах стыкуемых труб.

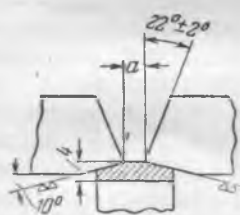


Рис. 4. Стык трубопроводов с коническим подкладным кольцом.

$a = 3 \pm 6$  мм (в зависимости от толщины стенки трубы).



Рис. 5. Макро- и микрошлиф стыка трубопровода с трещиной в корне сварного шва около конического подкладного кольца (трубы 245 × 24 мм из стали марки 20)

производить обработку внутренней поверхности концов труб под цилиндрическое кольцо, либо прибегать к установке ступенчатых подкладных колец при  $m$  более 3 мм (рис. 3).

Производить же сортировку труб по внутренним и наружным диаметрам, как это предлагает Д. А. Федорович, практически невозможно, особенно на монтажных площадках, куда трубы поступают в гнущем виде.

В стыковых соединениях с коническими подкладными кольцами (рис. 4), которые утверждены в качестве междуведомственных нормалей МТМ и МЭС для трубопроводов высокого давления часто обнаруживаются дефекты в виде трещин в углах корневого шва. При этом было установлено, что при плотной подгонке кольца к трубе, как это предусмотрено нормалью, трещины почти всегда появлялись; в случае неполной подгонки кольца к трубе трещин, как правило, не наблюдалось. Это говорит о том, что причиной образования трещин и в этом случае являются чрезмерные напряжения, возникающие в углах корневого шва. На шлифах такого стыка (рис. 5) ясно видны трещины в углах корневого шва.

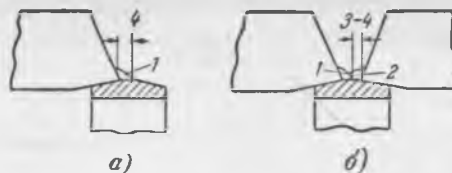


Рис. 6. Порядок сборки стыка труб с коническим подкладным кольцом.

В целях уменьшения опасности образования трещин в стыках труб с коническим подкладным кольцом производится сборка стыков в следующем порядке:

а) устанавливается подкладное кольцо в одну из стыкуемых труб;

б) производятся прихватка и приварка ниточным швом подкладного кольца (рис. 6,а); катет шва не должен превышать 4 мм;

в) производится зачистка и запиловка ниточного шва до металлического блеска с удалением неровностей;

г) надвигается на выступающую часть подкладного кольца вторая стыкуемая труба и обеспечивается зазор 3—4 мм между концом ниточного шва и этой трубой (рис. 6,б);

д) производится приварка подкладного кольца ко второй трубе.

Такая последовательность сборки уменьшает усадочные напряжения, так как первый корневой шов накладывается в положении, когда подкладное кольцо имеет возможность перемещаться относительно трубы, и только второй шов выполняется в условиях жесткого закрепления. Однако такую технологию нельзя признать рациональной и полностью исключающей возможность образования трещин. В этом отношении наиболее удачной конструкцией является стык с плоским цилиндрическим подкладным кольцом, изображенном на рис. 2 при условии обработки внутренней поверхности трубы согласно рис. 1. Но и такую конструкцию нельзя признать вполне удовлетворительной, так как обработка внутренней поверхности трубы представляет определенные трудности, особенно в монтажных условиях, не говоря уже о том, что применение утепленных подкладных колец уменьшает рабочее сечение сварного шва.

## Выводы

1. Ни одна из существующих конструкций сварных стыков трубопроводов с остающимися подкладными кольцами не является настолько совершенной, чтобы она могла быть рекомендована для стандартизации (как это предлагает Д. А. Федорович<sup>2</sup>).

2. Необходимо разработать рациональную конструкцию стыка трубопроводов, исключающую образование трещин в сварном шве.

<sup>2</sup> См. сноску 1.





# О причинах увеличения диэлектрических потерь масла и ухудшения электрических характеристик изоляции трансформаторов

Инж. В. С. Иванов и инж. Е. А. Мирзоева

В нормальных условиях эксплуатации увеличение диэлектрических потерь масла в трансформаторах происходит от его естественного старения и связано с ростом кислотного числа.

Проведенными М. В. Курлиным исследованиями<sup>1</sup> с опытными трансформаторами было выяснено, что природа диэлектрических потерь обуславливается наличием в масле свободных жирных кислот и веществ фенольного характера.

По данным имевшегося ранее эксплуатационного опыта и исследованиям М. В. Курлина, большие диэлектрические потери имеют масла, относительно сильно окислившиеся.

В последние же годы в ряде энергосистем стали наблюдаться случаи резкого повышения диэлектрических потерь масла при вполне удовлетворительных его физико-химических свойствах и высокой электрической прочности.

На основании подробной информации, полученной в 1952 г. от некоторых энергосистем, Оргрэс указывалось, что причины наблюдающихся случаев резкого увеличения диэлектрических потерь масла следует искать во влиянии присадок и изоляции трансформаторов на масло.

Ниже излагаются результаты изучения резкого увеличения диэлектрических потерь масла в одном из трансформаторов, сопровождавшегося ухудшением электрических характеристик изоляции, а также данные исследований влияния депрессатора АзНИИ на диэлектрические потери и на стабильность масла против окисления.

## Методика исследований

Изучение стабильности масла по химическим свойствам и диэлектрическим потерям проведено с использованием аппарата, разработанного и применяемого в течение ряда лет лабораторией масел Оргрэс.

Аппарат (рис. 1) обеспечивает возможность испытания энергетических масел на стабильность по всем существенным для эксплуатации показателям благодаря применению сменных крышек.

Аппарат состоит из термостата, в котором автоматически поддерживается заданная температура, окислительных стеклянных приборов и тягомеров для измерения и регулировки количества воздуха, подаваемого в каждый прибор, заполненный испытываемым маслом. Окислительный прибор и его детали показаны на рис. 2.

Вследствие применения в приборах обратных холодильников улавливаются легко улетучивающиеся низкомолекулярные кислоты, что позволяет определять содержание в масле водорастворимых кислот не только качественно, но и количественно.

Количественное определение водорастворимых кислот в масле производится посредством титрования водной вытяжки с введением поправки на рН применяемой дистиллированной воды.

Методика разработана с учетом основных факторов, способствующих окислению масла в эксплуатации (температура, влага, металлы) с их равномерным усилением относительно эксплуатационных условий. Окисление масла обычно производится при 96°С (температура масла в приборе) как с продувкой, так и без продувки масла воздухом. Окисление ведется до ухудшения качества масла по основным показателям (шлам, реакция водной вытяжки, кислотное число).

С целью приближения условий окисления масла к эксплуатационным, при проведении опытов по данной работе продувка воздухом не применяется. В этом случае приборы заливались маслом полностью.

Вследствие того, что нижняя часть прибора нагревается, а верхняя охлаждается, обеспечивается интенсивная циркуляция масла, что способствует его насыщению воздухом и окислению.

Аппарат обеспечивает испытание одновременно восьми образцов масла на стабильность против окисления и шести образцов масла на стабильность по электрическим свойствам.

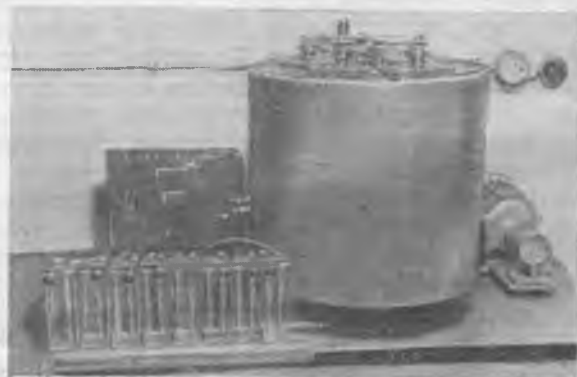


Рис. 1. Аппарат для испытаний стабильности масел по химическим, электрическим и другим свойствам.

<sup>1</sup> „Электричество“, 1935, № 9.

Диэлектрические потери масла трансформатора  
20 тыс. кВа

| Образцы масел  | Температура измерения, °С | tg δ при                |                                    |
|--|---------------------------|-------------------------|------------------------------------|
|  |                           | U <sub>2</sub> = 2,5 кВ | U <sub>2</sub> = 7 кВ              |
| Масло из трансформатора (проба отобрана в августе 1953 г.) . . . . .   | 30                        | 27,3                    | Масло не выдерживает (пробивается) |
|  | 46                        | 34,0                    |                                    |
|  | 60                        | 47,4                    |                                    |
| Масло из бака (слито из трансформатора 7 IX 1953 г., проба отобрана 27 IX 1953 г.) . . . . .                   | 20                        | 8,0                     | То же                              |
|  | 40                        | 19,0                    |                                    |
|  | 60                        | 12,0                    |                                    |
|  | 70                        | 13,4                    |                                    |
| Масло из трансформатора (проба отобрана 28 X 1953 г. после замены масла свежим через 50 дней работы) . . . . . | 30                        | 0,4                     | 1,6                                |
|  | 40                        | 2,7                     | 3,5                                |
|  | 60                        | 7,0                     | 7,6                                |
|  | 60                        | 10,0                    | 11,5                               |
|  | 70                        |                         |                                    |

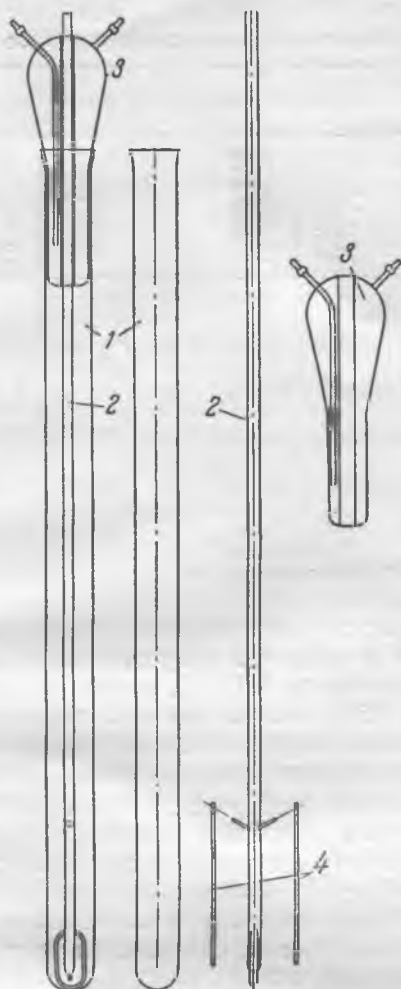


Рис. 2. Окислятельный прибор и его детали.  
1 — цилиндр; 2 — барботер; 3 — холодильник; 4 — металлические пластины.

**Результаты исследований эксплуатационного масла**

На одной электростанции было исследовано масло, слитое из трансформатора 20 тыс. кВа, 38,5/6,3 кВ иностранной фирмы. Трансформатор поступил в эксплуатацию в декабре 1949 г. Масло, взятое для исследования в августе 1953 г., имело удовлетворительные физико-химические свойства (кислотное число 0,04 мг КОН на 1 г; число омыления 0,217, нейтральная реакция водной вытяжки) и высокие диэлектрические потери (табл. 1).

При опытах из масла был извлечен смолистый осадок, который, как было установлено дальнейшими исследованиями, представлял собой лак. Этот лак имеет темнокоричневый цвет, очень трудно запекается и при высокой температуре (160—170°С) образует блестящую темнокоричневую пленку, которая, как и лак, хорошо растворяется в бензоле, бензине и не растворяется в спирте. Кислотное число лака 1,8 мг КОН, число омыления 11,2 мг КОН.

Незначительная примесь такого лака к свежему маслу вызывает резкое увеличение его диэлектрических потерь. Так, например, при добавке 0,2% лака тангенс угла диэлектрических потерь масла увеличился с 0,4 до 50% (при 30°С). При этом представилось возможным произвести

измерения только при U<sub>2</sub> = 2,5 кВ в связи с появлением разрядов при более высоком напряжении; снятие измерения же при U<sub>2</sub> = 7 кВ были возможны только при добавке 0,05% лака (рис. 3).

Можно полагать, что этот лак является пропиточным и вытекает из обмоток вследствие его недостаточной запечки на заводе-изготовителе.

В ряде трансформаторов наблюдается менее резкое увеличение диэлектрических потерь масла, как это имело место в рассмотренном выше случае. В связи с этим возникло предположение о наличии, помимо лаков, других причин, вызывающих увеличение диэлектрических потерь масла.

По новому ГОСТ 982-53 для понижения температуры застывания трансформаторного масла в последнее допускается ввод депрессатора АЗНИИ в количестве до 0,2%.

В связи с этим важно выяснить следующее:

а) влияние депрессатора АЗНИИ на диэлектрические потери свежего масла;

б) влияние депрессора АЗНИИ на диэлектрические потери масла в процессе его эксплуатации;

в) влияние депрессатора АЗНИИ на изменение химических свойств трансформаторного масла в процессе его эксплуатации.

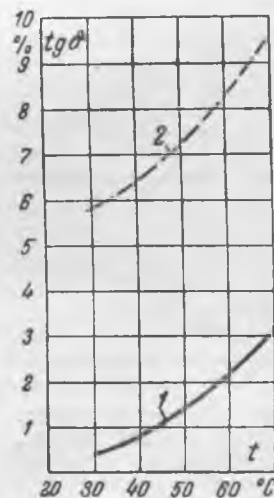


Рис. 3. Влияние лака на диэлектрические потери свежего масла при U<sub>2</sub> = 7 кВ.  
1 — свежее масло; 2 — то же, но с добавкой 0,05% лака.

Ввиду отсутствия необходимых сведений по перечисленным вопросам, в лаборатории масел

## Влияние депрессатора АзНИИ на изменение химических свойств масла в процессе его окисления

| Данные химического анализа                    | Образцы масел               |                                |                                   |                                   |                             |                                |                                   |                                   |                             |                                |                                   |                                   |
|---|-----------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
|   | № 1                         |                                |                                   |                                   | № 2                         |                                |                                   |                                   | № 3                         |                                |                                   |                                   |
|   | Исходное масло до окисления | Исходное масло после окисления | То же плюс депрессатор АзНИИ 0,1% | То же плюс депрессатор АзНИИ 0,2% | Исходное масло до окисления | Исходное масло после окисления | То же плюс депрессатор АзНИИ 0,1% | То же плюс депрессатор АзНИИ 0,2% | Исходное масло до окисления | Исходное масло после окисления | То же плюс депрессатор АзНИИ 0,1% | То же плюс депрессатор АзНИИ 0,2% |
| Кислотное число, мг КОН на 1 г . . . . .      | 0,026                       | 0,057                          | 0,08                              | 0,08                              | 0,02                        | 0,066                          | 0,075                             | 0,094                             | 0,042                       | 0,103                          | 0,113                             | 0,113                             |
| Содержание водорастворимых кислот, мг КОН . . | Нет                         | 0,033                          | 0,073                             | 0,053                             | Нет                         | 0,004                          | 0,007                             | 0,0163                            | Нет                         | 0,006                          | 0,117                             | 0,010                             |
| Натровая проба . . . . .                      | Отличная                    | 1 балл                         | 1 балл                            | 1 балл                            | Отличная                    | 2 балла                        | 2 балла                           | 2 балла                           | 1 балл                      | 2 балла                        | 2 балла                           | 2 балла                           |
| Содержание шлама, % . .                       | Нет                         | 0,0016                         | 0,004                             | 0,007                             | Нет                         | 0,01                           | 0,01                              | 0,017                             | Нет                         | 0,007                          | 0,008                             | 0,01                              |

\* Образец № 1 окислен при 105° С в течение 30 час. Образцы № 2 и 3 — при 96° С в течение 130 час.

Оргрэс были проведены некоторые исследования масла с добавкой депрессатора АзНИИ.

Исследования проведены с тремя образцами свежего трансформаторного масла, полученного от различных организаций. Образец депрессатора АзНИИ получен в научно-исследовательском институте нефти.

Влияние депрессатора АзНИИ на диэлектрические потери свежего масла. Как видно из рис. 4, депрессатор АзНИИ в количестве 0,2% вызвал двух-, трехкратное увеличение диэлектрических потерь масла.

Влияние депрессатора АзНИИ на диэлектрические потери масла

в процессе его окисления. Из рис. 5 видно, что в процессе искусственного окисления масла депрессатор АзНИИ, взятый в количествах 0,1, 0,2 и 0,5%, вызвал во всех образцах масла значительное (двух-, пятикратное при 70° С) увеличение диэлектрических потерь.

Влияние депрессатора АзНИИ на изменения химических свойств масла в процессе его окисления. Данные табл. 2 показывают, что депрессатор АзНИИ во всех образцах масла вызвал увеличение кислотного числа, содержания водорастворимых кислот и шлама.

Приводимые данные несомненно свидетельствуют о резко отрицательном влиянии депрессатора АзНИИ на  $tg \delta$  масла и его химические свойства.

Прежде чем принимать депрессатор АзНИИ к массовому использованию, необходимо было бы провести исчерпывающие исследования по изучению его влияния на химические и электрические свойства трансформаторного масла.

При применении депрессатора АзНИИ следует иметь в виду возможность извлечения его в процессе регенерации на стационарных установках, куда масло из трансформаторов сливается вместе с маслом из выключателей. Если при регенерации депрессатор АзНИИ извлекается из масла, то в масляные выключатели будет заливаться масло с повышенной против нормы температурой застывания. Этот вопрос также должен быть изучен.

### Опыты по улучшению электрических и химических свойств свежего трансформаторного масла с депрессатором АзНИИ

В процессе проведения опытов возникло обоснованное предположение об ухудшении химических и электрических свойств масла собственно не самим депрессатором АзНИИ (парафлор), а сопутствующими ему примесями.

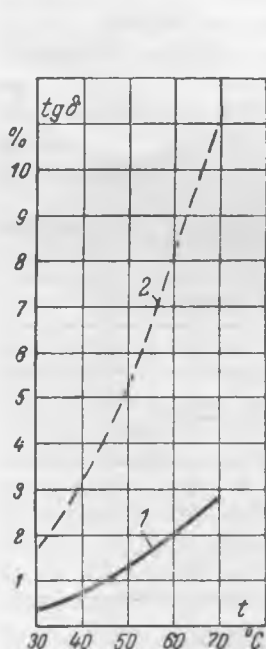


Рис. 4. Влияние депрессатора АзНИИ на диэлектрические потери свежего масла при  $U_1 = 7$  кв.

1 — свежее масло; 2 — то же, но с добавкой 0,2% депрессатора АзНИИ.

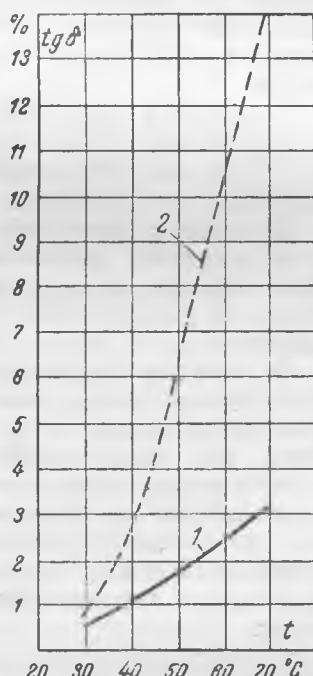


Рис. 5. Влияние депрессатора АзНИИ на диэлектрические потери масла в процессе его искусственного окисления.

1 — исходное масло; 2 — то же, но с добавкой 0,2% депрессатора АзНИИ.

**Химические и электрические свойства масла с присадкой депрессатора АзНИИ без обработки и с дополнительной обработкой отбеливающей землей**

| № п.п.  | Образцы масла  | Данные химических испытаний |                        |                  |                            | Процент диэлектрических потерь при напряжении 7 кв, при температуре |       |       |       |
|---|--|-----------------------------|------------------------|------------------|----------------------------|---|-------|-------|-------|
|   |  | органических кислот, мг КОН | реакция водной вытяжки | содержание шлама | температура застывания, °С | 20° С   | 40° С | 60° С | 70° С |
| До искусственного старения                                |  |                             |                        |                  |                            |   |       |       |       |
| 1   | Исходное свежее масло . . . . .                                | 0,026                       | —                      | —                | —25                        | 0,3   | 0,7   | 2,1   | 2,9   |
| 2   | То же + 0,2% депрессатора АзНИИ                                | 0,035                       | —                      | —                | —35                        | —   | 4,0   | 8,0   | 11,4  |
| 3   | Образец по п. 2, обработанный зикеевской землей (3%) . . . . . | 0,02                        | —                      | —                | —35                        | 0,3   | 0,4   | 0,7   | 1,3   |
| После искусственного старения (100° С в течение 130 час.) |  |                             |                        |                  |                            |   |       |       |       |
| 4   | Исходное свежее масло . . . . .                                | 0,07                        | Кислая                 | Есть             | —                          | 0,5   | 1,3   | 5,7   | 6,6   |
| 5   | Образец по п. 4 + 0,2% депрессатора АзНИИ . . . . .            | 0,9                         | Сильно кислая          | Много шлама      | —                          | 0,6   | 7,5   | 12,4  | 17,0  |
| 6   | Образец по п. 5, обработанный зикеевской землей (3%) . . . . . | 0,06                        | Нейтральная            | Следы            | —                          | 0,4   | 0,9   | 2,4   | 4,2   |

Нужно отметить, что отказ от использования депрессатора АзНИИ уменьшает сырьевые ресурсы, используемые для изготовления трансформаторных масел. Поэтому настоятельной является задача по разработке условий использования депрессатора АзНИИ для трансформаторного масла без ухудшения его химических и электрических свойств.

В лаборатории масел Орггрэс были проведены следующие опыты.

Образец масла с присадкой депрессатора АзНИИ был обработан 3% отбеливающей земли и подвергнут искусственному окислению.

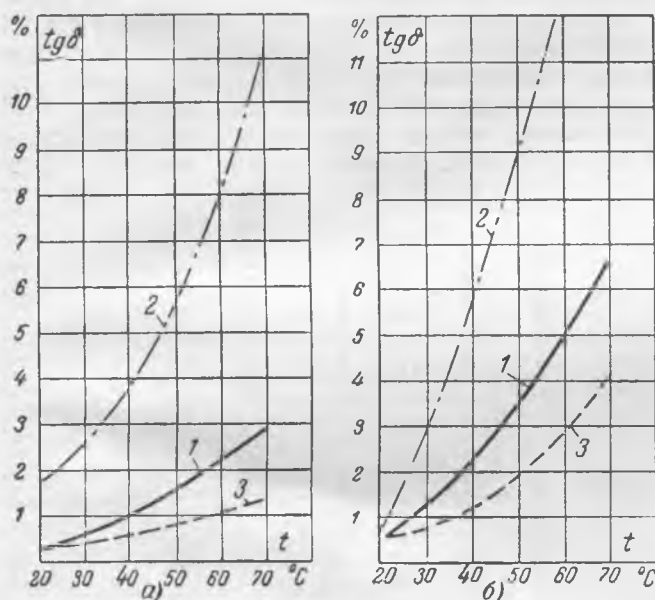


Рис. 6. Диэлектрические потери свежего масла с добавкой 0,2% депрессатора АзНИИ, обработанного 3% зикеевской земли.

а — без искусственного окисления масла; б — после искусственного окисления масла.  
1 — свежее масло; 2 — то же, но с добавкой 0,2% депрессатора АзНИИ; 3 — свежее масло с добавкой 0,2% депрессатора АзНИИ, обработанное 3% зикеевской земли.

Как видно из табл. 3 и рис. 6 дополнительная обработка отбеливающей землей масла с присадкой депрессатора АзНИИ улучшила его химические и электрические свойства.

При этом температура застывания масла с депрессатором АзНИИ после обработки отбеливающей землей осталась без изменений.

Из изложенного следует, что при изготовлении трансформаторного масла необходима его обработка после введения депрессатора АзНИИ

### Опыты по уменьшению диэлектрических потерь масла, находящегося в эксплуатации

Опыты по уменьшению диэлектрических потерь проведены с маслом, характеристика которого по этому показателю дана выше в табл. 1, но после того как оно было слито из трансформатора и отстаивалось в баке в течение 20 дней.

Образцы масла были обработаны по контактному методу (смешением) крупнопористым силикагелем, мелкопористым силикагелем, крупнопористой окисью алюминия, зикеевской землей и курьинской опокой (сорбенты брались в количестве 2% по отношению к маслу).

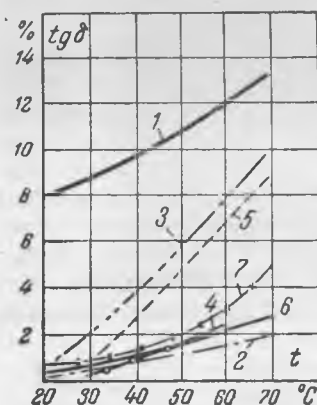


Рис. 7. Диэлектрические потери масла, обработанного различными сорбентами.

1 — масло из трансформатора; 2 — масло, обработанное курьинской опокой; 3 — то же мелкопористым силикагелем; 4 — то же крупнопористой окисью алюминия; 5 — то же зикеевской землей; 6 — то же крупнопористым силикагелем; 7 — свежее масло.

Результаты измерений тангенса угла диэлектрических потерь образцов масел после их обработки сорбентом, приведены на рис. 7. Как видно из рисунка, с улучшением очистки, характеризующейся цветом масла, улучшаются показатели масла по тангенсу угла диэлектрических потерь. Некоторое исключение представляет лишь образец масла, обработанный курьинской опокой.

Приведенные результаты свидетельствуют о принципиальной возможности улучшения масла по тангенсу угла диэлектрических потерь с применением термосифонных фильтров или адсорберов с загрузкой их крупнопористым силикагелем или активной окисью алюминия. Однако в этом отношении необходимо проведение эксплуатационных опытов.

□ □ □

## Устройство избирательной сигнализации замыканий на землю в электрических сетях

Инж. А. В. Островская и канд. техн. наук И. М. Сирота

В электрических сетях с малым током замыкания на землю требуется иметь защиту, действующую на отключение только при междофазовых повреждениях. При наличии значительного числа присоединений для ускорения отыскания направления, на котором произошло замыкание на землю, во многих случаях желательно выполнение избирательной сигнализации.

Во всех случаях, когда величина тока однофазного замыкания на землю достаточна для отстройки защиты от токов небаланса трансформаторов тока и от собственных емкостных токов неповрежденных присоединений, желательно выполнять токовую сигнализацию (с реле максимального тока или сигнальным реле). Однако отстройка от бросков емкостного тока на неповрежденных присоединениях, в частности при перемежающемся дуговым замыкании, в ряде случаев затруднительна. В этом случае целесообразно выполнять сигнализацию, действующую от емкостного тока, в зависимости от направления реактивной мощности последовательности. Такие устройства в последние годы разрабатывались в ЦНИЭЛ, Институте электротехники АН УССР и в энергосистемах. Ниже описываются устройства, разработанные в Институте электротехники<sup>1</sup>, и уже успешно эксплуатируемые в ряде энергосистем.

В схемах каждого из этих устройств могут быть использованы трансформаторы тока нулевой последовательности (ТНП) как серийные типов ТЗ, ТЗР и ТФ, так и специально разработанный — типа ТНП-1 (рис. 1). Магнитопровод этого трансформатора шихтуется из прямоугольных пластин трансформаторной стали с окном, рассчитанным на один кабель. На противоположных сторонах магнитопровода расположены две секции вторичной обмотки, соединяемые большей частью параллельно.

Лабораторными опытами также выяснено, что находившийся в масле лак, вызывавший резкое увеличение диэлектрических потерь масла, достаточно хорошо отделяется на лабораторной центрифуге.

### Выводы

Для уменьшения диэлектрических потерь масла может быть рекомендовано в качестве экспериментального способа проведение обработки масла на маслоочистительных сепараторах с последующей установкой на трансформаторы термосифонных фильтров или фильтрацией масла через адсорберы.

Трансформатор ТНП-1 при простоте изготовления обладает несколько большей мощностью и примерно вдвое меньшим первичным током небаланса, чем трансформаторы типа ТФ и ТЗР. Так же как и эти трансформаторы, он может устанавливаться на действующем кабеле без демонтажа концевой воронки, для чего необходимо развести пластины одной из сторон магнитопровода.

При наличии присоединений с двумя или большим числом параллельных кабелей для подключения устройств применяются серийные трансформаторы типов ТНП-2, ТНП-4 и др., предназначенные для защиты генераторов. В большинстве случаев подмагничивание, имеющееся в этих трансформаторах, не используется. Подмагничивание пониженной величины может применяться для облегчения отстройки от тока небаланса ТНП при очень малом токе замыкания на землю ( $> 1 \text{ а}$ ). В этих условиях может оказаться целе-

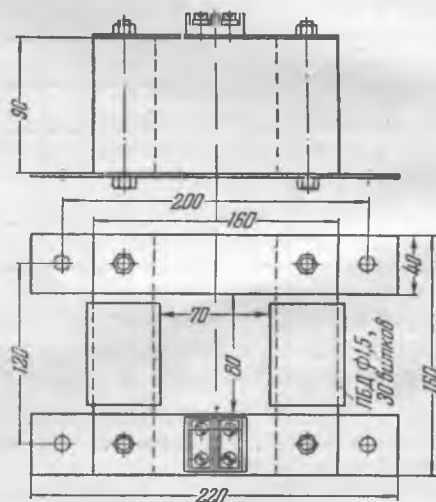


Рис. 1. Трансформатор тока нулевой последовательности типа ТНП-1.

<sup>1</sup> По предложению И. М. Сироты.

сообразным также включение описанных ниже устройств на ТНП с магнитопроводами из пермаллоя, имеющие весьма небольшие первичные токи небаланса<sup>2</sup>.

В некоторых случаях (например, на воздушных линиях 35 кВ) могут быть использованы схемы фильтров токов нулевой последовательности из трехфазных трансформаторов тока при условии, что располагаемый полный ток замыкания на землю в системе достаточен для отстройки защиты от тока небаланса фильтра<sup>3</sup>.

В качестве фазочувствительного элемента в рассматриваемых защитных устройствах сначала применялись управляемые схемы с полупроводниковыми выпрямителями. Однако от этих схем из-за их недостатков (необходимость специальной регулировки равновесия схем, сравнительная сложность выполнения и др.) пришлось отказаться и перейти к применению более простых схем с механическим (вибрационным) выпрямителем. Проведенные испытания, а также опыт эксплуатации механических выпрямителей в других устройствах (например, в солемерах) показали, что они являются весьма надежными аппаратами и в отличие от полупроводниковых выпрямителей практически не обладают обратной проводимостью.

В описываемых устройствах применен механический выпрямитель типа МВ-81 завода «Энергоприбор» и в некоторых случаях поляризованное реле типа РП, также хорошо работающее в качестве выпрямителя.

На схемах указаны технические данные элементов рассматриваемых устройств при их работе на емкостном токе. Они выбраны так, что при замыкании на землю в системе угол сдвига между токами в обмотках выпрямителя и указывающего прибора (или выходного реле) близок к 0 или 180°; этим обеспечивается наибольшая чувствительность сигнализации.

В зависимости от местных условий применяются устройства избирательной сигнализации одного из следующих трех типов.

1. Индивидуальный указатель типа УЗИ. Указатель (рис. 2) подключается к трансформатору тока (или фильтру токов) нулевой последовательности каждого присоединения и к напряжению нулевой последовательности, получаемому от трансформатора напряжения данной системы шин.

Обычно указатель УЗИ устанавливается в коридоре распределительного устройства на стене камеры выключателя. Напряжение от ТНП — 1 через контакт механического выпрямителя типа МВ-81 и делитель напряжения, служащий для регулирования чувствительности, подается на малогабаритный магнитоэлектрический прибор (например, типа ПМ-70) с нормальным положением стрелки посередине шкалы. Этот прибор подвергается небольшой переделке.

<sup>2</sup> Типа КРТ-35 и КНТ-36 завода «Энергоприбор» по разработке ЦНИЭЛ.

<sup>3</sup> Подробные данные о токах небаланса и возможной чувствительности защиты при использовании трансформаторов тока различных типов приведены в сборнике трудов Института электротехники АН УССР, вып. 9, 1952.

На полюсах его магнита укрепляются две небольшие стойки из мягкой стали, ограничивающие движение стрелки в обе стороны. На стрелку насаживается хомутик из той же стали. При срабатывании указателя стрелка прибора отклоняется вправо или влево в зависимости от направления мощности и прилипает к соответствующей стойке.

В отличие от обычных механических фиксаторов это простое приспособление не только не снижает чувствительности прибора, но даже несколько ее повышает. Возврат стрелки в нормальное (среднее) положение производится вручную при помощи поворотной кнопки с поводком, устанавливаемой на кожухе прибора (вместо обычного винта установки стрелки на нуль).

Возбуждение выпрямителя осуществляется от трансформатора напряжения контроля изоляции сети. Указатель имеет несколько пределов установки чувствительности по первичному току от 0,4 до 100 А. Все устройство указателя монтируется на изоляционном основании и имеет общий кожух с габаритами 190 × 120 × 100 мм.

После появления сигнала «земля» от общего устройства контроля изоляции обслуживающий персонал осматривает все указатели и определяет поврежденное присоединение по отклонению

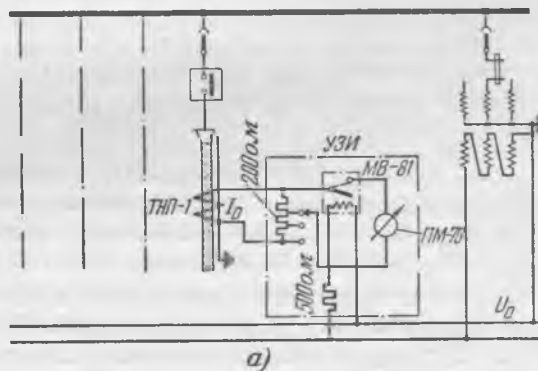


Рис. 2. Схема избирательной сигнализации с индивидуальными указателями типа УЗИ (а) и внешний вид указателя (б).

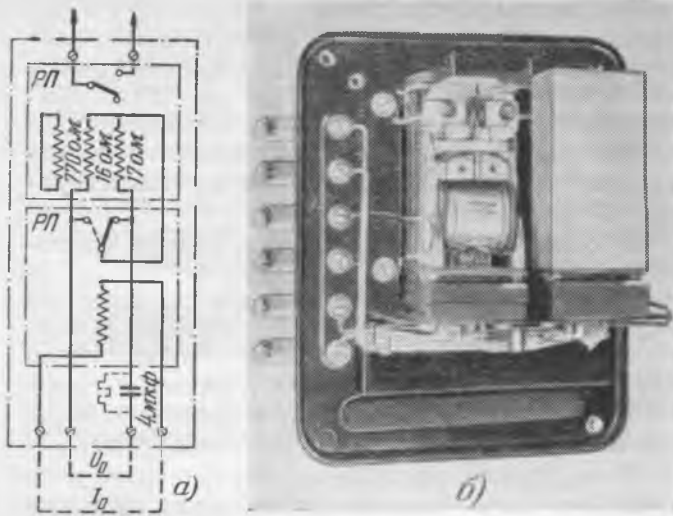


Рис. 3. Схема (а) и внешний вид (б) направленного реле сигнализации замыканий на землю типа РЗ (общий кожух и крышка выпрямителя сняты).

стрелки одного из них вправо. Собственный емкостный ток неповрежденных кабелей дает отклонение стрелки влево. Входящий в комплект УЗИ магнитоэлектрический прибор не рассчитан на большой ток, возможный при двойных замыканиях на землю, так как в эксплуатации такие замыкания бывают сравнительно редко (порядка — 3,9% от общего числа замыканий<sup>4</sup>), а ремонт или замена прибора в случае его повреждения не представляют больших затруднений (стоимость прибора около 50 руб.).

К преимуществам применения УЗИ относится возможность регистрации кратковременной «земли», а также сравнительно небольшая потребность в контрольном кабеле для монтажа.

2. Реле сигнализации замыканий на землю тока РЗ. В устройстве (рис. 3) на выходе предусмотрено поляризованное реле типа РП, контакты которого используются для дистанционной или телемеханической передачи сигнала, а также в некоторых особых случаях для действия на отключение. Это реле имеет две основные рабочие обмотки (16—17 Ом), соединенные встречно последовательно и включаемые через конденсатор 4 мкФ на напряжение нулевой последовательности. Кроме того, имеется дополнительная короткозамкнутая обмотка, содержащая  $\sim 1/3$  всей меди катушки (для данной цели практически используется имеющаяся обмотка 770 Ом). В качестве выпрямителя служит второе поляризованное реле того же типа, обмотка которого включается непосредственно на ТНП. Потребление такого выпрямителя составляет лишь доли милливольтампера.

При наличии на реле напряжения и тока нулевой последовательности двусторонний контакт выпрямителя поочередно закорачивает одну из основных обмоток выходного реле и тем самым осуществляет двухполупериодное выпрямление его намагничивающей силы.

Такое выпрямление вместе с дополнительной короткозамкнутой обмоткой устраняет вибрацию подвижной системы реле от пульсации тока в рабочих обмотках. При замыкании на защищаемом присоединении выходное реле срабатывает и замыкает свой нормально разомкнутый контакт. Габариты реле РЗ примерно такие же, как УЗИ.

Данное устройство свободно выдерживает большие токи, возможные при двойных замыканиях на землю. Помимо этого, к его достоинствам относятся: простота схемы, высокая чувствительность и отсутствие необходимости в регулировке уставки при изменении в широких пределах первичного тока замыкания на землю.

При включении совместно с трансформатором ТНП-1 реле РЗ надежно работает при токе однофазного замыкания на землю от 0,5 до 100 а и при вторичном напряжении нулевой последовательности от  $\sim 30$  до 300 в. В случае необходимости отстройки от тока небаланса трансформатора ТНП заглубление реле РЗ достигается соответствующим выбором используемой обмотки выпрямителя. Контакты выходного реле могут быть включены на сигнальную лампу мощностью 10—15 Вт, 220 в или на реле телесигнализации.

3. Центральный указатель типа УЗ. В этом устройстве (рис. 4) напряжение от каждого ТНП подается на магнитоэлектрический прибор через многоконтактные переключатели МП, контакт механического выпрямителя типа МВ-81, переключатель Р и сопротивления, служащие для регулировки чувствительности

В качестве прибора применен щитовой гальванометр типа МПБ-46 со средним положением стрелки. Все устройство монтируется в металлическом шкафу с задней съемной крышкой.

В нижней части шкафа расположена сборка с зажимами для присоединения проводов от ТНП (всего до 60 присоединений). Около рукояток переключателей МП помещаются таблички с наименованием защищаемых присоединений.

Указатель УЗ устанавливается на щите управления или в коридоре распределительного устройства. После появления сигнала «земля» поврежденное присоединение определяется при переключении УЗ на разные ТНП по отклонению стрелки гальванометра вправо. Собственный емкостный ток неповрежденных кабелей дает отклонение стрелки влево. Ток небаланса ТНП, вызываемый нормальной нагрузкой кабелей, может дать небольшое отклонение стрелки в любую сторону.

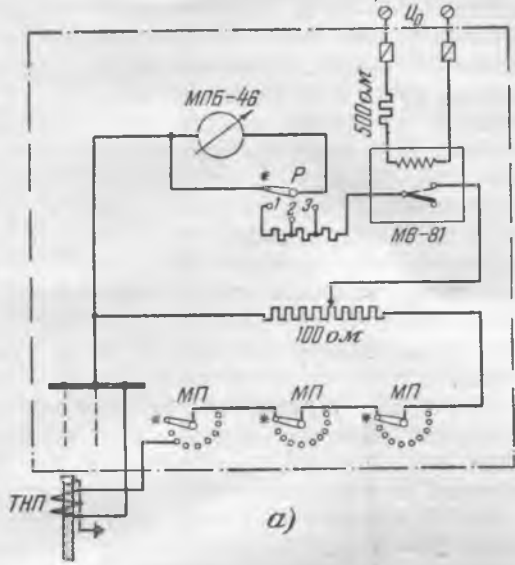
Преимуществом сигнализации с центральным переключаемым прибором является возможность непосредственного сравнения величин токов и направления мощности нулевой последовательности в различных присоединениях. Благодаря этому достигается избирательность сигнализации при небольших токах замыкания на землю.

Данные о первичных токах небаланса трансформаторов ТНП-1 и чувствительности, достигаемой при включении на них устройств УЗИ, РЗ и УЗ, а также для сравнения обычных токовых реле приведены в таблице.

В таблице указан первичный ток небаланса для кабеля сечением  $3 \times 150 \text{ мм}^2$  и наиболее неблагоприятной взаимной ориентировке жил кабеля и обмотки ТНП-1. Токи небаланса практически про-

<sup>4</sup> П. Н. Беляков, «Электрические станции», 1952, № 6.

От трансформатора напряжения контроля изоляции



| Сталь магнито-провода ТНП-1 | Первичный ток небаланса при нагрузке кабеля 300 а, а | Минимальный первичный ток срабатывания, а |     |      |           |            |
|-----------------------------|--|---|-----|------|-----------|------------|
|                             |  | УЗИ                                       | РЗ  | УЗ   | ЭТ-62/0,2 | ЭТД-561/60 |
| ЭЧА . .                     | 0,44   | 0,4                                       | 0,5 | 0,07 | 10,8      | 3,8        |
| ЭЧАА                        | 0,21   | 0,3                                       | 0,4 | 0,05 | 8,6       | 2,9        |

Для сигнальных устройств можно считать достаточной отстройку от токов небаланса при нормальной нагрузке кабелей, допуская ложное срабатывание УЗИ или РЗ при сквозных коротких замыканиях.

Указанная в таблице чувствительность УЗ соответствует необходимому для ясного отсчета показания отклонению стрелки (примерно на 1/4 длины шкалы). Как видно из таблицы, наибольшая чувствительность рассмотренных направленных устройств может быть использована только при небольшой нормальной нагрузке кабелей (или при условии применения ТНП из пермаллоя или же с подмагничиванием).

Данные по наладке и проверке описанных устройств приведены в информационных материалах Института электротехники АН УССР.

Описанные устройства направленного действия имеют более высокую чувствительность, чем токовая сигнализация. Это позволяет применить их и в сетях с компенсацией емкостного тока замыкания на землю при условии использования небольшой активной составляющей тока или допущения кратковременной (на время выявления поврежденного направления) недокомпенсации емкостного тока замыкания на землю.

Например, реле РЗ в случае работы на небольшом активном токе в компенсированной сети для надежной избирательности должно иметь угол наибольшей чувствительности порядка  $-20^\circ$ . Для этого параллельно с конденсатором включается омическое сопротивление (пунктир на рис. 3,а).

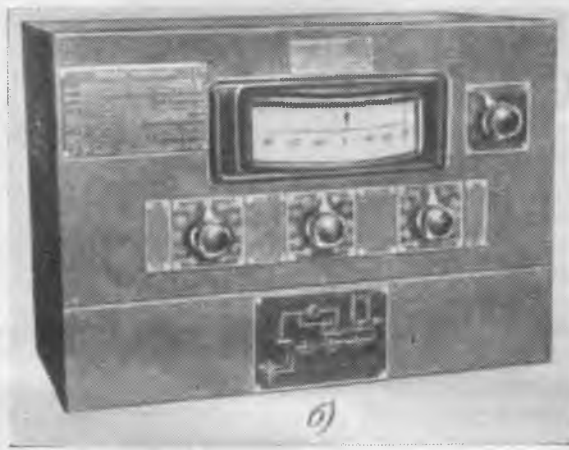


Рис. 4. Схема (а) и внешний вид (б) центрального направленного указателя типа УЗ.

порциональны нагрузке кабеля<sup>5</sup>. Для кабелей меньших сечений токи небаланса уменьшаются.

<sup>5</sup> И. М. Сирота, Токи небаланса трансформаторов тока, «Электричество», 1952, № 6.

□ □ □

## О режимах работы электрооборудования собственных нужд тепловых электростанций

Инж. Л. М. Вайнштейн

В свете директив XIX съезда КПСС об использовании скрытых резервов приобретает большое значение дальнейшая рационализация режима работы электрического оборудования собственных нужд электростанций, т. е. создание таких режимов работы этого оборудования, которые дают уменьшение потребления активной и реактивной мощностей.

В первую очередь в этой задаче заслуживают внимания такие пути улучшения режима, проведение которых не требует изменения технологии

и режимов работы основного и вспомогательного оборудования электростанций.

Ниже в качестве примера приводится анализ режимов собственных нужд одной из крупных районных тепловых электростанций<sup>1</sup>.

На электростанции установлено шесть мощных турбогенераторов (одна из турбин — теплофикационная). Имеется пять котлов высокого

<sup>1</sup> В проведении анализа режимов принимали участие инженеры И. П. Орлов и М. Н. Цветков.



давления и семь — среднего давления, сжигающих подмосковный уголь. Два генератора работают на сборные шины 11 кВ, от которых питается местная нагрузка, и пять трансформаторов собственных нужд, из которых три рабочих и два резервных. Сборные шины 11 кВ связаны с системой через два повысительных трансформатора. Четыре других генератора работают в блоке со своими повысительными трансформаторами, причем от шин каждого генератора питается по одному трансформатору собственных нужд 11/3 кВ. Более 90% электродвигателей собственных нужд питаются непосредственно от шин 3 кВ. На этом напряжении имеется семь секций, питающихся каждая от своего трансформатора. Остальные потребители собственных нужд питаются на напряжениях 220 и 500 В.

Весьма важным с точки зрения уменьшения потребления активной и реактивной мощности на собственные нужды является правильный выбор уровня рабочего напряжения.

На некоторых электростанциях, якобы с целью «повышения надежности», стремятся поддерживать возможно более высокий уровень напряжения в системе собственных нужд. Такое стремление необоснованно и приводит только к увеличению потребления активной и реактивной мощностей. Можно принять, что в соответствии со статическими характеристиками на каждый процент повышения напряжения активная нагрузка увеличивается на 0,5%, а реактивная нагрузка на 2—3%. Поэтому ответвления на трансформаторах собственных нужд необходимо устанавливать так, чтобы большую часть суток напряжение на электродвигателях не превышало номинального значения.

Другим мероприятием, уменьшающим потребление собственными нуждами, является отключение резервных трансформаторов собственных нужд. На рассматриваемой электростанции два резервных трансформатора собственных нужд 10,5/3,3 кВ мощностью по 10 тыс. кВА каждый находились под напряжением. При такой схеме в этих трансформаторах имели место потери холостого хода — активной и реактивной мощности.

Очевидно, что более целесообразно не держать резервные трансформаторы под напряжением. Как показывает опыт эксплуатации ряда электростанций, имеющиеся на них схемы АВР с действием на два выключателя резервного трансформатора позволяют осуществлять это достаточно надежно.

Переделка схемы АВР этих трансформаторов с тем, чтобы они не находились под напряжением, уменьшает потери активной мощности на 43—44 кВт и реактивной мощности примерно на 600 кВА. В результате этого мероприятия экономия электроэнергии за 1 год составит ~ 350 тыс. кВтч.

Весьма важным мероприятием является увеличение коэффициента мощности ( $\cos \varphi$ ) собственных нужд.

Изучение в течение длительного времени режима работы собственных нужд на упомянутой электростанции показало, что коэффициент мощности нагрузки отдельных трансформаторов соб-

ственных нужд изменяется в дневные часы суток в пределах 0,61—0,76. Коэффициент мощности собственных нужд всей электростанции лежит в пределах 0,67—0,69. В ночные часы суток  $\cos \varphi$  собственных нужд еще ниже.

Основной причиной низкой величины  $\cos \varphi$  собственных нужд является плохая загрузка электродвигателей. Ниже дается анализ загрузки электродвигателей собственных нужд и намечаются пути ее улучшения.

Ввиду того, что примерно 91% нагрузки собственных нужд этой электростанции составляют электродвигатели 3 кВ, был произведен анализ загрузки всех электродвигателей 3 кВ (всего ~ 190 шт.).

На углеподаче (транспортёры на эстакаде и на бункерной галерее, первичные и вторичные дробилки) установлены электродвигатели 3 кВ с суммарной номинальной мощностью порядка 4 тыс. кВт. В среднем загрузка этих двигателей составляет 25—50%. Представляется, что двигатели дробилок и транспортёров без всякого ущерба могут быть заменены двигателями меньшей мощности с соответствующим пусковым моментом.

Плохо загружены электродвигатели некоторых насосов. Так, например, смывные насосы загружены на 15—35%, подъемные насосы — на 30—60%, сетевые насосы — на 25—50%. Суммарная номинальная мощность этих электродвигателей составляет примерно 2 тыс. кВт. Замена этих двигателей на двигатели меньшей мощности является целесообразной.

Технико-экономические усовершенствования, проводимые на тепломеханическом оборудовании собственных нужд и в технологии электростанций не всегда доводятся до своего логического завершения в электрической части станции. Сказанное можно пояснить на следующем примере.

На электростанции имеется 18 шаровых мельниц. Суммарная установленная мощность электродвигателей этих мельниц превышает 10 тыс. кВт. Технология приготовления пыли была изменена, и загрузка мельниц шарами уменьшилась. В связи с этим снизилась и потребность для них мощность электродвигателей. В настоящее время загрузка двигателей мельниц не превышает 50%. В этих условиях замена электродвигателей мельниц менее мощными кажется естественной и целесообразной. Однако после внедрения новой технологии пылеприготовления вопрос о замене этих электродвигателей даже не ставился.

Кроме рассмотренных, на электростанции имеется еще ряд плохо загруженных электродвигателей как на напряжение 3 кВ, так и на 500 и 220 В, замена которых менее мощными безусловно целесообразна.

Вопрос о расчетах рентабельности замены незагруженных асинхронных двигателей двигателями меньшей мощности здесь не рассматривается, так как он детально освещен в специальной инструкции<sup>2</sup>. Можно лишь отметить, что замена асинхронных двигателей, средняя нагрузка которых не превышает 45% их номинальной мощности, соответствующими двигателями меньшей

<sup>2</sup> См. «Инструкцию по вопросу замены незагруженных асинхронных двигателей», Госэнергоиздат, 1953.

мощности всегда отвечает условиям рентабельности, т. е. приводит к уменьшению суммарных потерь активной мощности в энергосистеме. При большей нагрузке электродвигателей необходима расчетная проверка рентабельности такой замены.

Электродвигатели питательных насосов, мощность которых превышает 16 тыс. кВт, загружены на 70—85%. Это объясняется отсутствием стандартных электродвигателей соответствующих параметров.

Электродвигатели дымососов и вентиляторов, суммарная установленная мощность которых составляет ~30 тыс. кВт, в нормальных условиях работают с нагрузкой, не превышающей 50—65%. Такая нагрузка вызвана наличием почти двойного резерва. Повидимому, было бы целесообразно при таком резерве применять электродвигатели специальных типов, например, двухскоростные: одна скорость при работе двух агрегатов на котле, другая — при работе только одного агрегата.

Так как рассматриваемая электростанция работает в энергосистеме, баланс активной и реактивной мощности которой является весьма напряженным, на электростанции был разработан ряд мер, направленных на уменьшение нагрузки собственных нужд, а следовательно, на увеличение выдачи мощности с электростанции в часы максимума нагрузки.

Не останавливаясь подробно на всех мероприятиях, упомянем здесь лишь некоторые из них с указанием величины снижения мощности собственных нужд.

1. Предварительно производится наибольшая возможная заготовка пыли в бункерах котлов и в период максимума работают 12 сушильно-мельничных систем. Пуск дополнительных сушильно-мельничных систем в часы максимума разрешается только при сработке пыли в бункерах до минимально допустимой величины (450 кВт).

□ □ □

## Опоки Поволжья как адсорбенты для непрерывной регенерации трансформаторного масла

Канд. хим. наук Н. Н. Грязев, инж. С. М. Раховская и инж. Б. Н. Трахтман

В лаборатории каталитической очистки нефтепродуктов Института химии Саратовского государственного университета имени Н. Г. Чернышевского в последние годы велось систематическое изучение опок Поволжья как адсорбентов для очистки масел и других нефтепродуктов. В результате этой работы установлено, что опоки целого ряда месторождений Поволжья (районы Саратова, Вольска, Камышина, Сталинграда и др.) по эффективности своего действия в отношении очистки масел не уступают зикеевской опоке и значительно превосходят гумбрин.

Разработанные авторами режимы очистки масел контактным методом с использованием местных опок были проверены в производственных условиях на одной из электростанций Саратовэнерго и в небольших масштабах используются

2. Как на блоке высокого давления, так и на блоке среднего давления при наличии резерва по котельной мощности работают два питательных турбонасоса (900 кВт).

3. На углеподаче в часы максимума находят в работе 2,5 комплекта дробильного оборудования, причем используются наиболее экономичные комплекты без дополнительных транспортеров (140 кВт).

4. Запрещается в часы максимума пуск второго двигатель-генератора для подзарядки аккумуляторов (120 кВт), запрещается откачка ряда дренажей (110 кВт) и т. д.

Оперативному персоналу электростанции по этому вопросу даны соответствующие указания.

Так как нагрузка собственных нужд электростанций составляет от  $1/10$  до  $1/20$  от мощности энергосистем, то всякое, на первый взгляд мало-важное, улучшение режима работы собственных нужд в системном масштабе может дать заметный эффект, увеличив выпуск активной и реактивной мощности и улучшив технико-экономические и качественные показатели работы энергосистемы.

К сожалению, вопросам улучшения режима работы электрической части собственных нужд электростанций не уделяется должного внимания. Обычно все усилия и средства направляются только на улучшение режима тепловой части собственных нужд. Необходимо больше внимания уделять электрической части, тем более, что улучшение режима работы здесь в большинстве случаев не связано с дополнительными крупными капитальными затратами. Даже такое мероприятие, как замена электродвигателей собственных нужд менее мощными, при серьезном подходе к нему, с учетом возможностей всей энергосистемы, может быть проведено без существенных затрат.

данной станцией при проведении регенерации энергетических масел.

Учитывая все возрастающее значение в энергетике непрерывных методов регенерации масел, авторы в 1953 г. провели исследование пригодности для этих целей опок Поволжья взамен используемых в энергетике искусственных сорбентов: силикагеля и алюмогеля.

Для исследования<sup>1</sup> непрерывной регенерации использовались отработавшие трансформаторные масла (с кислотным числом 0,11 и 0,21 мг КОН). а в качестве адсорбентов образцы опок: № 108 и 1 (Саратов), № 103 (село Синенькие), № 121—

<sup>1</sup>В выполнении экспериментальной части работы на различных этапах принимали участие лаборанты И. П. Филиппова, Ф. П. Плохова и В. Р. Егорова.

| Дата отбора пробы                            | Трансформатор № 1      |                         |                          |                         |                                       | Трансформатор № 2      |                         |                          |                         |           |
|--|------------------------|-------------------------|--------------------------|-------------------------|---------------------------------------|------------------------|-------------------------|--------------------------|-------------------------|-----------|
|  | Реакция водной вытяжки | Кислотное число, мг КОН | Пробивное напряжение, кВ | Стабильность            |                                       | Реакция водной вытяжки | Кислотное число, мг КОН | Пробивное напряжение, кВ | Стабильность            |           |
|  |                        |                         |                          | Кислотное число, мг КОН | Осадок, %                             |                        |                         |                          | Кислотное число, мг КОН | Осадок, % |
| 30/XII 1953 г.                               | Кислая                 | 0,07                    | 38                       | 0,09                    | 0,17                                  | Кислая                 | 0,09                    | 38                       | 0,13                    | 0,15      |
| Подключен термосифонный фильтр с силикагелем |                        |                         |                          |                         | Подключен фильтр с саратовской опокой |                        |                         |                          |                         |           |
| 16/I 1954 г.                                 | Кислая                 | 0,07                    | 39,2                     | —                       | —                                     | Кислая                 | 0,08                    | 38,4                     | —                       | —         |
| 4/II 1954 г.                                 | Слабокислая            | 0,05                    | 40,8                     | —                       | —                                     | Слабо-кислая           | 0,08                    | 40                       | —                       | —         |
| 2/III 1954 г.                                | Нейтральная            | 0,05                    | 40,0                     | 0,07                    | 0,07                                  | Нейтральная            | 0,08                    | 40                       | 0,09                    | 0,08      |
| 4/IV 1954 г.                                 | "                      | 0,05                    | 40,0                     | —                       | —                                     | "                      | 0,07                    | 40                       | —                       | —         |

(село Каменный Яр Сталинградской области), № 11 (ст. Привольская) и № 27 (г. Вольск). Для сравнения опыты проводились с двумя образцами силикагеля и с образцом курьинской опоки (получен от Оргрэс).

Образцы опок измельчались до крупки 1—3 мм и подсушивались при температуре около 200°С в течение 2 час. Данные условия термической активации, как было показано ранее работами лаборатории, являются для опок Поволжья оптимальными.

Лабораторная установка для фильтрования масел представляет собой ряд стеклянных трубок, заполненных исследуемыми образцами опок и силикагелем. Опыты проводились путем одновременной фильтрации масла (без нагрева) из одной емкости через эти трубки с сорбентами. Циркуляция масла осуществлялась через слой сорбентов под влиянием разности уровней в направлении снизу вверх (аналогичная методика использовалась ранее в лаборатории масел Оргрэс при проведении опытов с природными сорбентами).

В одной из серии опытов (см. рисунок) для очистки было взято трансформаторное масло

Данные химического анализа масла из этих трансформаторов (см. таблицу) показывают, что масло до подключения фильтров имело небольшую степень старения, однако существенным является наличие в нем кислой реакции водной вытяжки, свидетельствующей о присутствии наиболее агрессивных продуктов старения — низкомолекулярных органических кислот.

В декабре 1953 г. в термосифонный фильтр трансформатора 1 было загружено 27,5 л (10,8 кг) силикагеля и в фильтр трансформатора 2—27,5 л (18,8 кг) саратовской опоки № 108\*. Количество загруженных силикагеля и опоки вследствие ограниченных размеров фильтров, имеющих на электростанции, составили соответственно 0,3 и 0,5% к весу масла, залитого в трансформаторы. Трансформаторы были включены в работу и было установлено систематическое наблюдение за состоянием масла.

Данные таблицы показывают, что характер действия опоки и силикагеля в первоначальный период работы термосифонов аналогичен и в производственных условиях, несмотря на то, что для проведения этих испытаний был взят образец опоки № 108 — сравнительно менее активной, чем другие исследованные местные сорбенты.

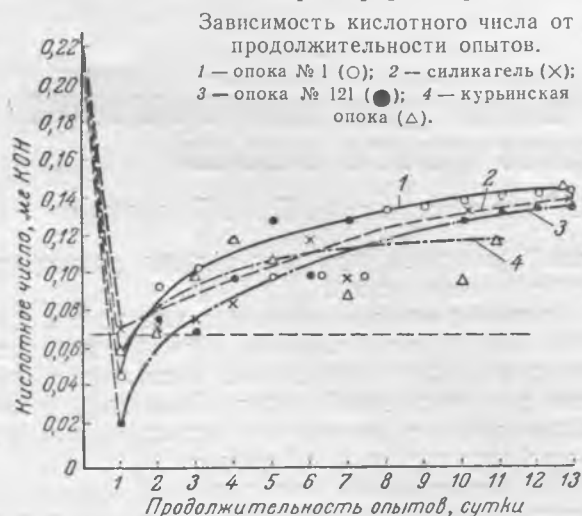
В настоящее время продолжается изучение опок ряда месторождений Поволжья как адсорбентов для регенерации энергетических масел методом перколяционного фильтрования и статической очистки. Полученные данные будут внедрены в производство в Саратовэнерго.

### Выводы

1. Предварительное изучение опок как адсорбентов для непрерывной регенерации трансформаторных масел дает основание предполагать, что ряд местных опок может быть использован для этих целей вместо применяемого в промышленности силикагеля.

2. В Саратове имеются все возможности для организации производства отбеливающих земель с целью снабжения ими электростанций, а также предприятий нефтеперерабатывающей промышленности всего Поволжья.

\* В подготовке и проведении производственных испытаний принимали участие начальник электроцеха Т. Д. Горбатенко, мастер цеха П. П. Фомин и др.



с кислотным числом 0,21 мг КОН. В адсорберы были загружены опоки № 121 и 1 и курьинская в объеме по 30 мл, а также 20 мл силикагеля. Как видно из графика, характер кривых для указанных опок и силикагеля очень схож. Такие же результаты получены при испытании опок № 121 и 103.



# ДИСКУССИЯ

## О повышении точности учета электроэнергии

ОТ РЕДАКЦИИ

Ниже помещается статья инж. Б. А. Кудрова вместе с отзывами на нее представителей завода и Комитета стандартов, мер и измерительных приборов, в которых приводятся достаточно убедительные возражения против основных положений статьи, но одновременно отмечается полезность обсуждения поставленных в ней вопросов.

Материал, содержащийся в отзыве А. А. Нигияна, представит, несомненно, большой интерес для эксплуатационного персонала.

Редакция просит читателей, ведущих эксплуатацию счетчиков, в свою очередь, поделиться на страницах журнала наблюдениями за их работой.

Инж. Б. А. Кудров

На первый взгляд может показаться, что точность счетчиков при госповерке характеризует и точность их в эксплуатации, так как во время периодических поверок, которые должны производиться достаточно часто, счетчики с погрешностями, превосходящими норму, изымаются из эксплуатации. В действительности это не так, потому что со временем трение в счетчике имеет тенденцию к возрастанию вследствие загустения смазки, ее высыхания, износа подшипников, загрязнения счетчиков и т. д. В результате этого средняя арифметическая погрешность становится, как правило, отрицательной и с течением времени возрастает по абсолютной величине.

Решающее значение для точности работы счетчика имеет качество смазки. Наши счетчики все еще смазываются костяным маслом, для этой цели мало пригодным. Согласно техническим условиям Краснодарского завода «Спецмасло», масло, рекомендуемое им для смазки точных механизмов, в том числе и электросчетчиков, не высыхает и не густеет. В действительности же оно полностью улетучивается в течение нескольких месяцев.

Таким образом, за пятилетний период работы бытового счетчика (до очередной госповерки) со смазкой он работает приблизительно 1—2 года, после чего наступает быстрый износ подшипника. По данным М. А. Лаврухина<sup>1</sup>, в одной крупной энергосистеме через 4—5 лет работы у 81% счетчиков была отмечена порча шариков и камер. Без сомнения, погрешность этих счетчиков уже в течение 2—3 лет превышала допустимую.

По наблюдениям автора (см. таблицу) у бытовых счетчиков, прошедших госповерку в 1949 г. и поверенных спустя 2 года, смазки не было обнаружено и вследствие этого подшипники имели заметный износ, а средняя арифметическая погрешность увеличилась до —4% при 50-процентной нагрузке и до —8% при 10-процент-

ной нагрузке. Количество бытовых счетчиков, прошедших периодическую поверку в лаборатории, было незначительно, но отсутствие смазки у наших счетчиков, в том числе и у недавно выпущенных заводом, настолько характерно, что не может быть объяснено никакой случайностью.

Очевидно, что масло для смазки счетчиков должно иметь срок службы не менее срока обязательной госповерки. Только при этом условии может быть обеспечена длительная работа подшипников (по крайней мере 15—20 лет) и повышена эксплуатационная точность учета. Одновременно была бы получена многомиллионная экономия на стоимости ремонта, досрочной госповерки и недоучтенной электроэнергии.

Промышленные счетчики (см. таблицу), смазанные костяным маслом, через год после ремон-

| Счетчики  | Погрешность, %         |          |                          |          |       |  |
|---|------------------------|----------|--------------------------|----------|-------|--|
|   | при $\cos \varphi = 1$ |          | при $\cos \varphi = 0,5$ |          |       |  |
|   | $I=50\%$               | $I=10\%$ | $I=100\%$                | $I=20\%$ |       |  |
| Бытовые<br>Б1, Б2<br>(53 шт.)   | Минимальная            | -12      | -36                      |          |       |  |
|   | Максимальная           | +3       | +6                       |          |       |  |
|   | Средняя                | -4       | -8                       |          |       |  |
| Промышленные<br>(34 трех-<br>фазных и<br>17 однофаз-<br>ных, всего<br>51 шт.) | Минимальная            | -4       | -14                      | -4,5     | -25   |  |
|   | Максимальная           | +6,5     | +7                       | +7       | +13   |  |
|   | Средняя                | +0,8     | -0,46                    | +1,32    | -0,58 |  |

та имели среднюю погрешность еще в пределах нормы, но по разбросу погрешностей 50% счетчиков должны были заново регулироваться. Это объясняется главным образом неустойчивостью характеристик наших трехфазных счетчиков. Отрегулированные по I классу точности, счетчики типа ИТ и И нередко даже при госповерке при-

<sup>1</sup> М. А. Лаврухин, Работа электросчетчиков при низкой температуре, «Электричество», 1946, № 3.

ближаются по погрешностям ко второму классу<sup>2</sup>. В дальнейшем у них появляются дополнительные погрешности из-за недостаточной механической жесткости конструкции и в результате счетчики приходится регулировать досрочно даже при удовлетворительном состоянии смазки.

При этом следует иметь в виду, что погрешности, принятые при госповерке для счетчиков даже первого класса, далеко еще не удовлетворяют запросам энергетики. Так, например, по «Правилам технической эксплуатации электроустановок промышленных предприятий» (§ 777—778) для ответственных (генераторных) счетчиков погрешность не должна превышать  $\pm 1,0$  и  $\pm 0,7\%$ . Очевидно, что такая точность может быть достигнута в эксплуатации только в том случае, если трехфазные счетчики будут иметь некоторый запас точности, т. е. их фактическая точность будет выше номинальной.

<sup>2</sup> Н. Г. Вострокнутов, О точности учета электроэнергии, «Промышленная энергетика», 1952, № 6.

1. Длительная межремонтная работа счетчиков с номинальными погрешностями обеспечивается главным образом высоким качеством смазки, разработать которую для различных условий работы должны научно-исследовательские институты мер и измерительных приборов.

2. В инструкцию 30-41 Комитета мер и приборов необходимо внести изменения в отношении срока обязательной госповерки счетчиков, который должен быть согласован со сроком службы масла. Параграф 13 инструкции, говорящий об обязательном ремонте счетчиков перед госповеркой, желательно дополнить техническими требованиями к смазке счетчиков.

3. Необходимо увеличить выпуск однофазных и трехфазных счетчиков первого класса для удовлетворения нужд промышленных потребителей энергии, а также улучшить качество выпускаемых в настоящее время счетчиков второго класса.

### Инж. А. П. Руднев—Комитет стандартов мер и измерительных приборов

При рассмотрении статьи Б. А. Кудрова с точки зрения основного ее содержания — о влиянии качества смазки на правильность работы счетчика — приходится отметить наличие в ней ряда противоречий, ставящих под сомнение правильность наблюдений и заключений автора.

Так, в начале статьи он утверждает, что масло, специально разработанное и изготовляемое Краснодарским заводом, с успехом применяется не только для счетчиков, но и всей часовой промышленности, «полностью улетучивается в течение нескольких месяцев».

После такого категорического заявления, умаляющего значение работы коллектива Краснодарского завода, на следующей строке написано: «Таким образом... счетчик... со смазкой работает приблизительно 1—2 года».

Далее следует ссылка на статью А. М. Лаврухина о том, что у 81% счетчиков после 4—5 лет работы отмечается «порча» шариков и камней, однако это не дает никаких оснований утверждать, как это делает Б. А. Кудров, что 81% счетчиков работают с погрешностями больше допустимых, такого вывода в статье М. А. Лаврухина не имеется.

Приводимая автором таблица о результатах поверки счетчиков в части «промышленных» счетчиков не подтверждает, а опровергает ранее высказанное автором утверждение о недоучете

энергии — из таблицы видно, что счетчики в среднем имеют положительную погрешность. Это хорошо согласуется и с имеющимися данными из других источников.

В части «бытовых» счетчиков приведенные в таблице данные явно не характерны и обусловлены какими-то особыми обстоятельствами, так как имеющиеся другие работы показывают, что средняя погрешность при 50% нагрузки лежит в пределах от  $-1$  до  $+1\%$ .

Два из выводов, сделанных автором в конце статьи, являются пожеланиями общего характера, а указание о необходимости «согласовать срок поверки счетчиков со сроком службы масла» является неконкретным, тем более, что сроки поверки были установлены, именно исходя из большого, тщательно проверенного статистического материала о работе счетчиков в обычных условиях их эксплуатации и в настоящее время пока еще не имеется существенных обстоятельств, которые делали бы необходимым вновь повторять эту работу.

Несмотря на указанные недостатки рассматриваемой статьи, нужно отметить, что она привлекает внимание на имеющие место отрицательные моменты в деле эксплуатации электрических счетчиков, связанные с вопросом смазки их, который, кстати, нельзя рассматривать отдельно от вопроса качества камней и шариков в подпятниках счетчиков.

### Инж. А. А. Нигян—Завод электросчетчиков

Б. А. Кудров поднимает важный вопрос об устойчивости показаний счетчиков электрической энергии во времени. Этот вопрос важен не только в техническом отношении, но и в экономиче-

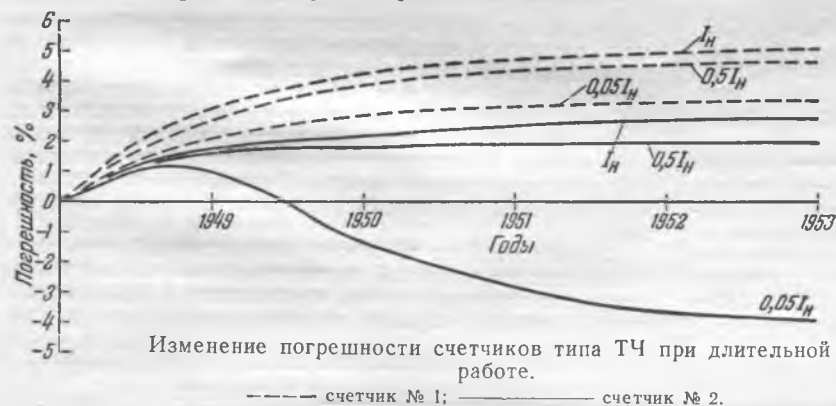
ском, поэтому статья представляет интерес для заводов, изготовляющих счетчики, как отражающая мнение эксплуатации.

Однако данные, приведенные в таблице статьи,

противоречат данным лаборатории завода-изготовителя электросчетчиков, которые с 1947 г. проводят их испытания. При пояснении к своим данным автор статьи односторонне подходит к причинам изменения показаний счетчиков во времени. Нельзя изменение показаний счетчиков объяснять только изменением момента трения в опорах и в счетном механизме. Счетчики с течением времени изменяют свои показания в основном по следующим двум причинам: 1) из-за увеличения момента трения в опорах подвижной части и в счетном механизме и 2) из-за ослабления магнитного потока тормозного магнита.

В первом случае в показаниях счетчика появляется отрицательная погрешность, во втором — положительная. Как правило, влияние изменения потока постоянного магнита оказывается большим. В худшем положении в смысле устойчивости опор находятся счетчики типа ТЧ. Наибольшее напряжение на площадке соприкосновения шарика с корундовым камнем в нижней опоре этого счетчика равно  $186 \text{ кг/мм}^2$ , в счетчике ИТ—160  $\text{кг/мм}^2$ , в счетчике СО-1— $124 \text{ кг/мм}^2$ .

Следовательно, счетчики типа ТЧ должны со временем иметь показания с большими отрицательными погрешностями, чем счетчики других типов. Однако в действительности это не так. Как видно из графика изменения погрешностей двух счетчиков типа ТЧ (см. рисунок), при  $50\% \leq I \leq 100\%$  они имеют положительную погрешность, и только при малых нагрузках счетчик № 2 имеет отрицательную погрешность. Это впол-



Изменение погрешности счетчиков типа ТЧ при длительной работе.

----- счетчик № 1; ————— счетчик № 2.

не естественно, так как увеличение трения в основном влияет на характеристику счетчика в области малых нагрузок.

Выпускаемые заводом счетчики имеют следующие данные:

| Тип               | Вращающий момент                        | Суммирующий момент трения               |
|-------------------|---|---|
| ИТ, ИТР . . . . . | $8 \text{ г} \cdot \text{см} \pm 5\%$   | $30 \text{ мг} \cdot \text{см}$         |
| ТЧ . . . . .      | $9,5 \text{ г} \cdot \text{см} \pm 5\%$ | $30 \text{ мг} \cdot \text{см}$         |
| СО-1 . . . . .    | $4 \text{ г} \cdot \text{см} \pm 5\%$   | $20 \div 25 \text{ мг} \cdot \text{см}$ |

Нетрудно подсчитать, что увеличение момента трения в 2 раза у трехфазных счетчиков вызовет дополнительную погрешность в области больших нагрузок ( $50 \div 100\%$ ), равную примерно  $-0,75 \div -0,35\%$ , а в области 10%-ной нагрузки  $-4\%$ .

Постоянные магниты из хромистой стали за первые 3 года эксплуатации теряют свой поток

примерно на 1% ежегодно, а затем уменьшение его идет менее интенсивно. Поэтому действительная погрешность счетчика будет зависеть от соотношения изменений суммарного момента трения и магнитного потока постоянного магнита.

Многолетние испытания счетчиков на заводе показывают, что у всех их, в особенности у счетчиков с постоянными магнитами из хромистой стали, с течением времени появляется положительная погрешность в области больших нагрузок. Учитывая это, в настоящее время почти все счетчики выпускаются с постоянными магнитами из сплава «альни». Увеличение трения приводит иногда к появлению отрицательной погрешности в области малых нагрузок.

Из графика видно, что на четвертом году работы счетчика показания его стабилизируются. Это подтверждается и длительными испытаниями всех типов счетчиков на заводе. Поэтому может быть целесообразным первую государственную проверку после их установки проводить не через 5 лет, а через 3 года.

Автор статьи весьма большое внимание уделяет смазочному маслу опор счетчиков. До настоящего времени нет определенного мнения, нужно ли вообще смазывать опоры счетчика. Во всяком случае ни в износе опор, ни в увеличении момента трения счетчика роль масла не превалирующая.

Совершенно непонятно объяснение Б. А. Кудрова появления каких-то дополнительных погрешностей у счетчиков типа ИТ из-за недостаточной механической жесткости конструкции. Недостаточная механическая жесткость конструкции может вызвать дополнительные погрешности после транспортировки приборов или после больших динамических ударов, но отнюдь не в нормальных условиях. Конструкция этих счетчиков имеет вполне хорошую жесткость и выдерживает не только любую транспортировку, но и динамический удар 30-кратным током, после которого счетчики почти не изменяют свои показания. Если же изменение показаний имеет место после ремонта счетчиков, то здесь надо искать причину неустойчивости характеристики не в конструкции их, а в качестве произведенного ремонта и регулировки.

Несмотря на чрезвычайно важное значение устойчивости показаний счетчиков в эксплуатации, в этом направлении до настоящего времени работали очень мало и вопрос этот мало изучен. Имеющиеся данные, касающиеся устойчивости показаний счетчиков, весьма противоречивы. Так, данные завода противоречат данным Б. А. Кудрова и сделать какие-либо определенные выводы в разрешении данного вопроса весьма трудно. Для полного разрешения вопроса устойчивости показаний счетчиков необходимо провести тщательное исследование работы счетчиков в условиях эксплуатации. В этой работе должны принимать участие как эксплуатирующие организации, так и заводы, поставляющие счетчики.



# ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

## Из опыта применения вибропогружателей

Применение вибрации для погружения свай, шпунта, обсадных труб, а также для извлечения их является наиболее распространенным способом механизации указанных работ. Для этой цели в последние годы созданы вибраторы различных типов как по конструкции, так и по величине возмущающей силы.

Наиболее широкое применение в строительстве получили вибраторы типов БТ-5, Мод. 104, ВП-1 и ВПП-2, техническая характеристика которых приведена в табл. 1.

Таблица 1

|  | БТ-5  | Мод. 104 | ВП-1  | ВПП-2 |
|--|-------|----------|-------|-------|
| Максимальный кинетический момент эксцентров, кг·см . . . . . | 289   | 3 140    | —     | 1 000 |
| Скорость вращения эксцентров, об/мин . . . . .               | 2 350 | 700      | 420   | 1 500 |
| Наибольшая возмущающая сила, т . . . . .                     | 17,3  | 17       | 17    | 25    |
| Мощность электродвигателя, кВт . . . . .                     | 28    | 28       | 50    | 40    |
| Общий вес вибропогружателя, т . . . . .                      | 1,5   | 2        | 4,5   | 2,2   |
| Габариты, мм:  |       |          |       |       |
| Длина . . . . .  | 907   | 910      | 1 140 | 1 270 |
| Ширина . . . . .   | 953   | 680      | 1 248 | 800   |
| Высота . . . . .   | 1 307 | 1 750    | 1 325 | 2 250 |

Преимущество применения вибраторов по сравнению с механизмами ударного действия состоит в том, что они дают меньшие затраты. Так, например, по данным Куйбышевгидростроя, стоимость погружения 1 м стального шпунта составляет: для вибропогружателя БТ-5, работающего с краном-экскаватором, 2,5 руб., а для металлического копра с молотом двойного действия типа СССР-742—4,35 руб.

В табл. 2 приведена производственная характеристика различных вибропогружателей, применяемых на строительстве гидроэлектростанций.

Из этих сравнительных данных видно, что лучшие рабочие показатели дает вибропогружатель типа ВПП-2.

Основными требованиями, предъявляемыми к вибраторам, являются: высокая производительность, наибольший срок службы, способность надежно работать в тяжелых грунтах. Этому далеко не одинаково удовлетворяют вибраторы названных выше типов; именно в силу этого вибраторы БТ-5, Мод. 104, ВП-1 и ВТ вследствие конструктивных недостатков, вызывающих быстрый износ, не получают дальнейшего распространения.

Улучшение рабочих параметров путем придания необходимого веса погружаемой системе в указанных конструкциях вибропогружателей (путем утяжеления вибратора или присоединения дополнительного груза) не получило распространения, так как влечет за собой снижение интенсивности вибраций.

В большинстве перечисленных конструкций вибропогружателей электродвигатель устанавливается непосредственно на вибраторе и жестко с ним скрепляется. Электродвигатель, совершающий колебательные движения, находится в тяжелых условиях работы и быстро выходит из строя (особенно изнашиваются его подшипники), вследствие чего к нему предъявляется требование повышенной механической прочности.

Этот недостаток в значительной степени устранен в вибропогружателе типа ВПП-2 тем, что дополнительный груз связан с вибратором при помощи пружин, передающих вес груза свае, а электродвигатель установлен на дополнительном грузе и передает вращение вибратору при помощи цепной передачи. При этом интенсивность колебаний сваи возрастает с увеличением дополнительного груза, а не снижается, как это имеет место в вибропогружателях других типов. Присоединением дополнительного груза одновременно увеличивается вес всей системы и интенсивность вибрации свай, что способствует более быстрому их погружению.

Укрепленный на пружинах дополнительный груз почти не испытывает вибраций и использование его в качестве опоры для электродвигателя, приводящего в действие вибратор, коренным образом улучшает условия его работы.

Таблица 2

| Показатели                                     | БТ-5                 |                             |   |   |  | Мод. 104, строительство Каховской гЭС                              | ВПП-2, Сталинградгидрострой |
|--|----------------------|-----------------------------|---|---|--|--|-----------------------------|
|  | Горьковгэсстрой      | Камгэсстрой                 | Куйбышевгидрострой                          | Строительство Каховской гЭС                                   | Строительство Цимлянского гидроузла                                      |  |                             |
| Грунтовые условия                              | Водонасыщенные пески | Водонасыщенные мелкие пески | Намывные пески с прослойкой мерзлого грунта | Водонасыщенные мелкозернистые пески с прослойкой плотного ила | Мелкозернистые водонасыщенные пески, осушенные водопонижением ШК-0; ШК-1 | Водонасыщенные мелкозернистые пески с прослойкой плотного ила ШП-1 | Водонасыщенные пески ШП-1   |
| Тип погруженного шпунта                        | Плоский типа ШП-1    | Р-38                        | ШП-1  | ШП-1  | ШК-0; ШК-1   | ШП-1   | ШП-1                        |
| Длина погружения, м                            | 9—12                 | 8—12                        | 6—8   | 6—13  | 6—12   | 10—13  | 9—13                        |
| Вес погруженного шпунта, т                     | 3 600                | 10 000                      | 2 000                                       | 2 000   | 500 шт.  | 8 000  | 10 000                      |
| Максимальная производительность за 8 час., шт. | 31                   | 20                          | 30  | 24  | 20   | 25   | 35                          |
| Средняя производительность за 8 час., шт.      | 16                   | 8                           | 8   | 12  | 3  | 11   | 20                          |
| Краны, применяющиеся для погружения шпунта     | Башенный СБК-1       | Башенный СБК-1              | Экскаватор Э-1003                           | Башенный СБК-1 и экскаватор Э-1003                            | Экскаватор Э-1003  | Башенный СБК-1 и экскаватор Э-1003                                 | Экскаватор Э-1003           |

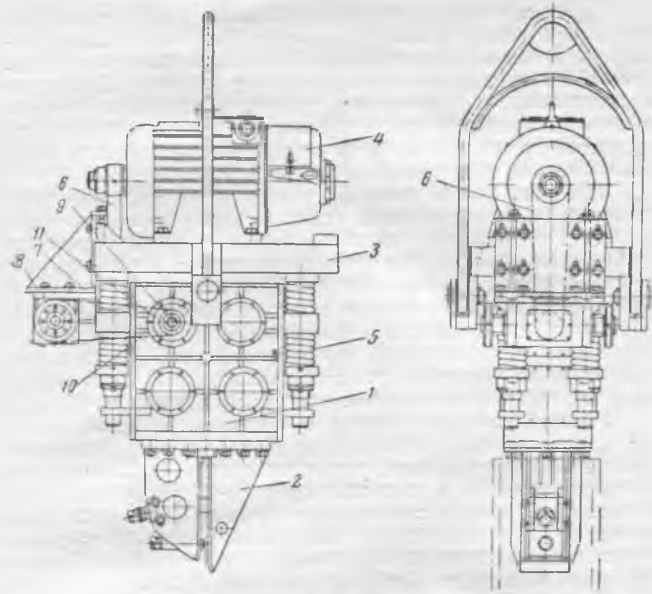


Рис. 1.

Вибропогружатель ВПП-2 (рис. 1) состоит из следующих основных узлов: вибратора 1, наголовника 2, пригрузочной плиты 3, электродвигателя 4, пружинного устройства 5, цепного привода 6 и конической передачи 7.

Вибратор с наголовником жестко соединены между собой болтами и совершают колебания вместе с погружаемой или извлекаемой шпунтовой свайей. Все остальные узлы, подрессоренные пружинным устройством, в процессе работы вибропогружателя практически не вибрируют.

В сварном корпусе вибратора 1 установлены четыре вала с насаженными на них шестернями и эксцентриками. Один из валов имеет выступающие концы, на которых укреплены ведомые звездочки 11, вращающиеся при помощи двухрядной роликовой цепи 10 от конической передачи 7.

Передача вращения от вала 9 эксцентрикам, находящимся на валах, производится при помощи шестерен, расположенных на середине валов. С каждой стороны шестерни устанавливаются по одному эксцентрику, состоящему из подвижной и неподвижной частей. Изменением положения подвижных частей эксцентриков производят изменение значения кинетического момента вибратора от 0 до 1 000 кг·см. Валы вращаются в сферических двухрядных подшипниках.

Передача вращения от электродвигателя конической передачи 7 производится четырехрядной втулочно-роликовой цепью 6.

Корпус конической передачи крепится к пригрузочной плите при помощи кронштейна, имеющего овальные отверстия под болты для крепления и регулирования натяжения цепи. К пригрузочной плите приварены две серьги, к которым шарнирно присоединена подвеска.

Пружинное устройство, подрессоривающее пригрузку, состоит из восьми пружин, сквозь которые продеты направляющие стержни, закрепленные верхним концом к пригрузочной плите и имеющие на нижнем конце резьбу, позво-

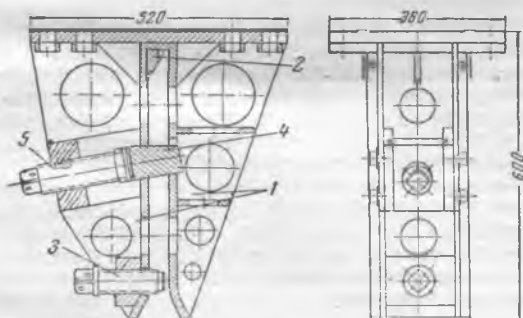


Рис. 2.

ляющую при помощи тарелок и гаек регулировать натяжение пружин.

В наголовнике (рис. 2) ширина зева между щеками 1 составляет 30 мм, благодаря чему облегчается заводка наголовника на шпунт с толщиной стенки от 8 до 22 мм.

В верхней части зева помещен сменный вкладыш 2, а в нижней части — винт 3, обеспечивающие прижатие шпунта к одной щеке наголовника. Клин 4 при помощи винта 5 заводится в отверстие, вырезаемое в головке шпунта, и тем самым обеспечивается крепление шпунта в наголовнике.

На Сталинградгидрострое изготовлено 25 вибропогружателей ВПП-2, которые в основном применялись на строительстве продольной и верховой ячеистых перемычек. Кроме того, при помощи вибропогружателя ВПП-2 производились: ограждения шпунтовым кольцом переходных опор высоковольтных линий через р. Волгу; погружение деревянных свай и металлического шпунта под пристань тяжелых грузов; извлечение обсадных труб после формовки скважин глубинного водоотлива и т. п.

Практика работы на Сталинградгидрострое вибропогружателей ВПП-2 показала, что для увеличения глубины и скорости погружения шпунта необходимо увеличение веса пригрузочной плиты.

Среднее время погружения шпунта при длине его 13 м составило 2,9 мин. При замене конструкции наголовника вибропогружатель ВПП-2 может быть применен для погружения свай.

Долговечность работы вибропогружателя ВПП-2 составляет около 250 час. непосредственной работы; за это время он может погрузить 3,0—3,5 тыс. т шпунтовых свай.

Опыт применения вибропогружателей ВПП-2 как на Сталинградстрое, так и на объектах трестов «Фундаментстрой» и др. позволяет рекомендовать их для использования на строительстве.

Вибропогружатель в действии показан на рис. 3.

Следует отметить, однако, что в настоящее время ВНИИГС разработаны и изготовлены опытные образцы но-

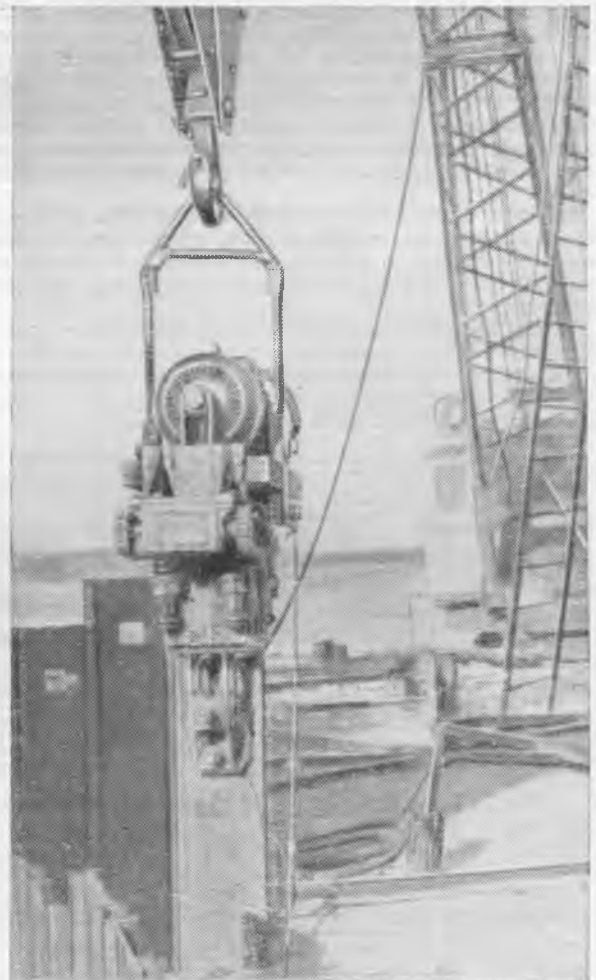


Рис. 3.



вой конструкции вибропогружателей типов ВПП-4 и ВПМ-1 с пригрузочной плитой со следующими техническими характеристиками:

|   | ВПП-4 | ВПМ-1 |
|---|-------|-------|
| Кинетический момент, кг·см . . . . .          | 0—550 | 15—60 |
| Скорость вращения вибратора, об/мин . . . . . | 1 500 | 1 500 |
| Возмущающая сила, т . . . . .                 | 13    | 1,5   |
| Мощность электродвигателя, квт . . . . .      | 28    | 4,5   |
| Вес в сборе, т . . . . .                      | 2     | 0,18  |
| Габариты, мм:                                 |       |       |
| Длина . . . . .                               | 1 000 | 500   |
| Ширина . . . . .                              | 960   | 392   |
| Высота . . . . .                              | 2 000 | 980   |

В вибропогружателях ВПП-4 и ВПМ-1 в отличие от вибропогружателя ВПП-2 отсутствуют коническая и цепная передачи и имеется вместо них двухступенчатая клиноременная передача. Каждый из них состоит из двух валов с эксцентриками вместо четырех у вибратора ВПП-2.

Вибропогружатель ВПМ-1 предназначен для проходки буровых скважин диаметром до 100 мм, для погружения и извлечения деревянного шпунта и для других работ, а вибропогружатель ВПП-4 — для погружения в водонасыщенные песчаные и пластичные, глинистые грунты деревянных свай на глубину до 12 м.

Предварительные испытания вибропогружателей ВПП-4 и ВПМ-1 в системе треста «Севэнергострой» показали хорошие результаты их работы.

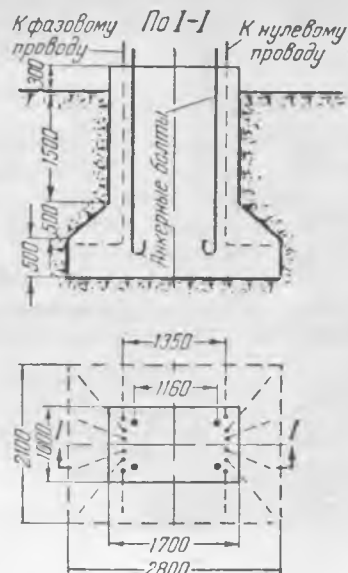
Инж. С. Ф. Никольский

## Безопалубочное бетонирование фундаментов подстанций

На строительстве одной грэс, в зимний период 1953—1954 гг., когда грунт промерз на глубину 1,5 м, требовалось забетонировать свыше 100 отдельно стоящих фундаментов под металлические конструкции открытой повысительной подстанции. Строительство испытывало в этот период недостаток в лесоматериалах и не могло поэтому изготовить достаточное количество комплектов инвентарной опалубки, оборачиваемость которой в условиях зимы очень мала.

В связи с этим было решено использовать естественное замораживание грунта и рыть котлованы, соответствующие размерам и форме фундаментов. Это давало возможность производить бетонирование последних без установки опалубки.

Чтобы облегчить задачу, обычная уступчатая форма фундаментов была изменена на фундамент столбчатого типа с уширением внизу, как показано на рисунке. При этом глубина фундамента, его площадь и форма подошвы были оставлены без изменения.



Грунт в верхней части котлованов состоял из мелкозернистого песка, а ниже — из супеси с прослойками суглинков. В основании котлованов, как правило, находилась дрова, прикрывавшая мощную толщу гранита. Соответственно размерам фундаментов, уширение котлованов приходилось делать ниже уровня промерзания, однако благодаря связности грунта ни в одном случае не наблюдалось обрушения стенок котлованов.

Анкерные болты устанавливались до бетонирования фундаментов и фиксировались при помощи металлического шаблона, общего для двух фундаментов одного портала. Вверху анкерных болтов устанавливались в бетоне конические пробки на глубину 250 мм, для возможности некоторого отгиба этих болтов при монтаже металлоконструкций.

Бетон из самосвалов выгружался непосредственно в котлованы с тщательной проработкой его глубинными вибраторами. Опалубка устанавливалась лишь на оголовки фундамента, возвышавшийся над уровнем земли на 300 мм.

Укладка теплого бетона в котлован с замороженными грунтовыми стенками не представляет опасности в смысле замораживания и потери прочности бетона, так как производится в короткий срок (1—2 часа) и притом в период до начала схватывания бетона. После окончания укладки бетона немедленно включался электропрогрев высоким напряжением непосредственно от сети 380 в. Применявшиеся электроды были выполнены из проволоки диаметром 8 мм в виде сварных сеток из шести вертикальных стержней с отгибами внизу и трех горизонтальных прутков. Сетки устанавливались на расстоянии 1350 мм друг от друга (см. рисунок). Верхняя часть фундамента, выступающая над поверхностью земли, засыпалась слоем шлака или опилок. После 20—24-часового прогрева (в зависимости от начальной температуры бетона и температуры наружного воздуха), температура бетона достигала 40—50°С и электропрогрев отключался, а дальнейшее выдерживание бетона происходило по методу термоса.

Применение такого метода рытья котлованов и бетонирования фундаментов позволило достигнуть значительной экономии на земляных и опалубочных работах. Данные об экономической эффективности этого метода, примененного в условиях зимнего бетонирования 80 фундаментов, приведены в таблице.

| Наименование работ   | Количество работ на 1 фундамент |                  | Экономия, в процентах к объемам работ по первоначальному пресекту |
|--|---------------------------------|------------------|---|
|  | по первоначальному проекту      | по новому методу |   |
| Земляные работы:   |                                 |                  |   |
| Всего выемки, м <sup>3</sup> . . . . .   | 28,5*                           | 7,4              | 74,0  |
| В том числе мерзлого грунта, м <sup>3</sup> . . . . .                            | 17,7                            | 2,6              | 85,0  |
| Обратной засыпки, м <sup>3</sup> . . . . .                                       | 21,1                            | —                | 100,0   |
| Опалубочные работы:  |                                 |                  |   |
| Установка опалубки, м <sup>2</sup> . . . . .                                     | 18,3                            | 1,6              | 91,2  |
| Разборка опалубки, м <sup>2</sup> . . . . .                                      | 18,3                            | 1,6              | 91,2  |
| Расход опалубки (с учетом пятикратной оборачиваемости), м <sup>2</sup> . . . . . | 3,7                             | 0,3              | 91,2  |

\* Котлован размерами в плане 3,1—3,8 м с вертикальными откосами.

В условиях зимнего бетонирования удорожающим фактором является необходимость подогрева бетона и разработки мерзлого грунта в котлованах. Произведенное сравнение показало, что стоимость бетонирования фундаментов в зимних условиях в котлованах, имеющих уширение внизу, по описанному выше способу вследствие большой экономии на земляных работах и опалубке примерно равна стоимости бетонирования в открытых котлованах в условиях летнего бетонирования.

На основании полученного опыта можно рекомендовать в зимних условиях применять метод устройства фундаментов в котлованах с уширением внизу и безопалубочным бетонированием, так как он является весьма экономичным и обеспечивает выполнение работ в сжатые сроки, при минимальных затратах.

Инж. Г. М. Петренко

# Из опыта строительства градирни

На одной электростанции предстояло смонтировать в сжатые сроки пленочную градирню площадью орошения 1 600 м<sup>2</sup>, с обшивкой из асбоцементных плит и железобетонной чашей; оросительная система — деревянная на железобетонных стойках.

Градирня представляет собой правильный двенадцатиугольник, суживающийся кверху, из шести ярусов и 72 панелей. Высота ее 50,4 м; диаметр по осям колонн, на которые опирается металлический каркас, 46,75 м. Общий вес металлического каркаса 183 т. Площадь обшивки асбоцементными плитами 7 000 м<sup>2</sup>.

Работниками Южэнергомонтажа в содружестве со строителями и проектной организацией Южэнергостроя была осуществлена схема монтажа металлического каркаса градирни и обшивки при помощи башенного крана СБК-1 грузоподъемностью 3 т, установленного по внешнему периметру градирни. При этой схеме весь каркас градирни за-проектирован в виде отдельных конвертов — панелей (72 шт.), показанных на рис. 1. Схема монтажа показана на рис. 2.

Для передвижения крана был сделан путь вокруг градирни с кривизной радиуса 27 м, хотя по паспорту кран СБК-1 должен иметь минимальный радиус 30 м.

Для монтажа самого верхнего ряда панелей башня крана была наращена вставкой на 5 200 мм (рис. 3).

Размещение готовых к монтажу панелей и положение крана в плане показаны на рис. 4.

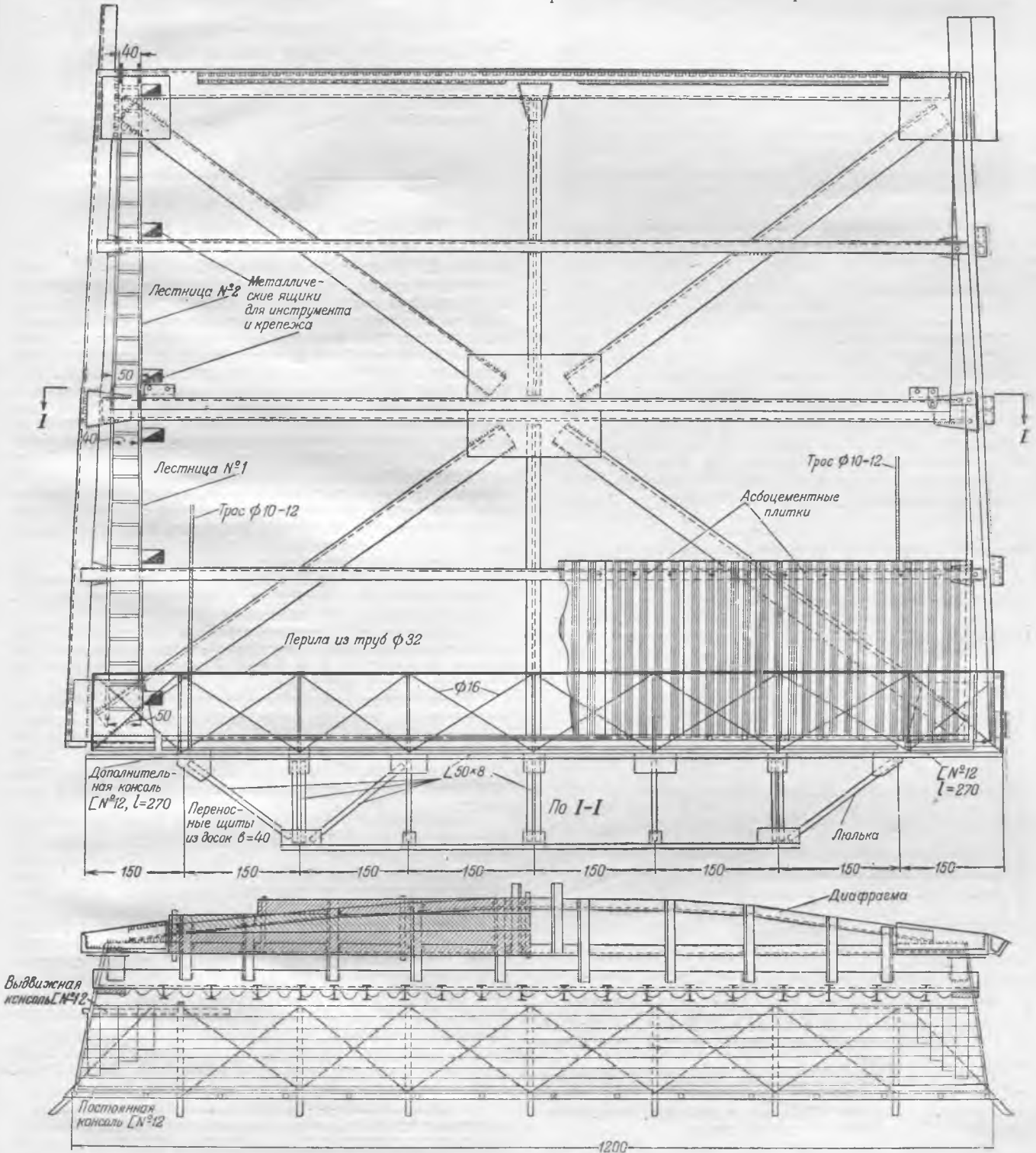


Рис. 1. Конструкция панели.



Рис. 2. Монтаж каркаса и обшивки градирни при помощи крана СБК-1.

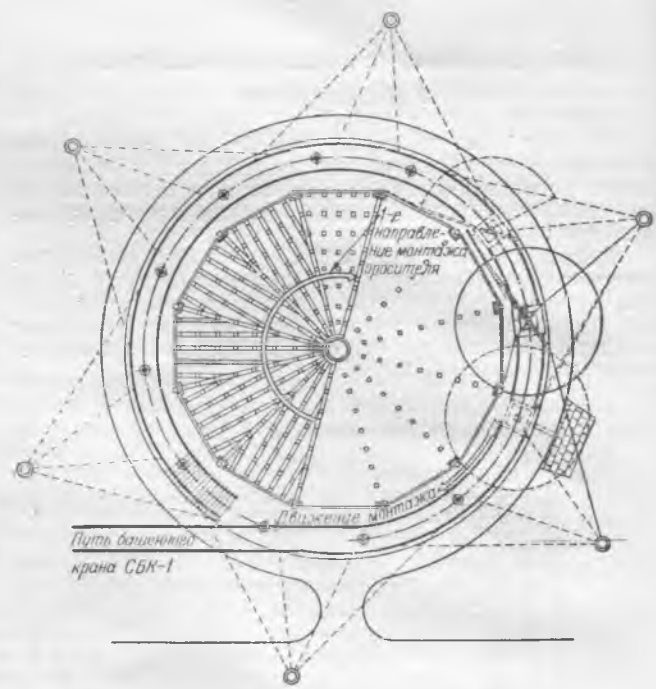


Рис. 4. План монтажа панелей градирни.

ставить 12 бригад рабочих, по 4 чел. в бригаде — по одной на каждую грань) либо за 0,5 мес., если работать шестью люльками при шести бригадах. В связи же с отсутствием шифера к началу работ и перебоями с его подвозкой обшивка градирни в данном случае продолжалась 28 дней.

Бетонные столбики в чаше градирни заготавливаются сборными и могут монтироваться (устанавливаться на расстанов) этим же башенным краном до начала монтажа металлоконструкций либо дерриком, предназначенным для монтажа деталей оросительной системы. На всю работу по монтажу сборного железобетона в чаше градирни потребовалось 10 рабочих дней.

Указанный порядок монтажа металлоконструкций и обшивки градирни дает возможность параллельно производить всю работу по сборке оросительной системы на базе деррик-крана, при частичном смещении работы в сменах из соображений безопасности.

По принятому же проекту организации работ на сборку всего оросителя при полной заготовке пленочных щитов, распределительных лотков и всего крепежного оцинкованного материала необходимо 38 рабочих смен.

В практике изготовления, монтажа и эксплуатации башенных кранов СБК-1 не было случая увеличения его высоты вставкой на 5 м, поэтому заводы-изготовители не разрешили такое удлинение.

Расчет, произведенный в проектно бюро треста «Юж-энергострой», показал, что коэффициент устойчивости удлиненного крана оказался меньше единицы. В связи с этим коэффициент устойчивости был повышен до 1,27 за счет дополнительной загрузки балласта (5 000 кг), после чего кран хорошо работал без всяких ограничений и растяжек.

Опыт показал, что целесообразнее было бы производить монтаж панелей, уже обшитых шифером, на земле, но в связи с тем, что вес такой панели равен 4,4—3,8 т, а грузоподъемность крана СБК-1—3 т, пришлось производить обшивку градирни по уже смонтированным металлоконструкциям турмы<sup>1</sup>.

Радиус подкрановых путей пришлось сделать равным 27 м, ибо малейшее его увеличение вызвало бы необходимость монтажа самых верхних панелей краном с оттяжкой, что недопустимо. Уменьшение радиуса кривизны путей против паспорта (с 30 до 27 м) требует более тщательной укладки рельсов, чтобы обеспечить свободное передвижение крана.

Инж. Б. П. Егоров  
и инж. Г. Я. Слаутский

<sup>1</sup> Вместо крана СБК-1 следовало применить более мощный кран типа БКСМ-3-5-10, который позволил бы без всяких переделок монтировать градирню блоками с обшивкой и исключил бы необходимость в дополнительном деррик-кране для сборки оросительной системы. Р е д.

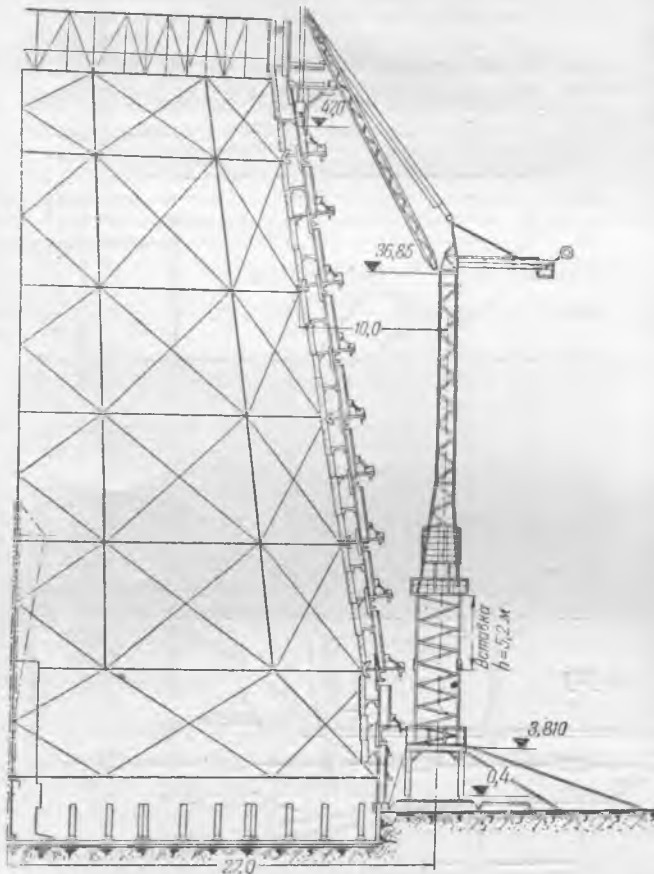


Рис. 3. Нарощенная вставкой башня крана.

Монтаж всех металлоконструкций можно осуществить при таком порядке за 24 рабочих дня. В связи с перебоями в снабжении металлом и болтами монтаж данной градирни длился 32 дня.

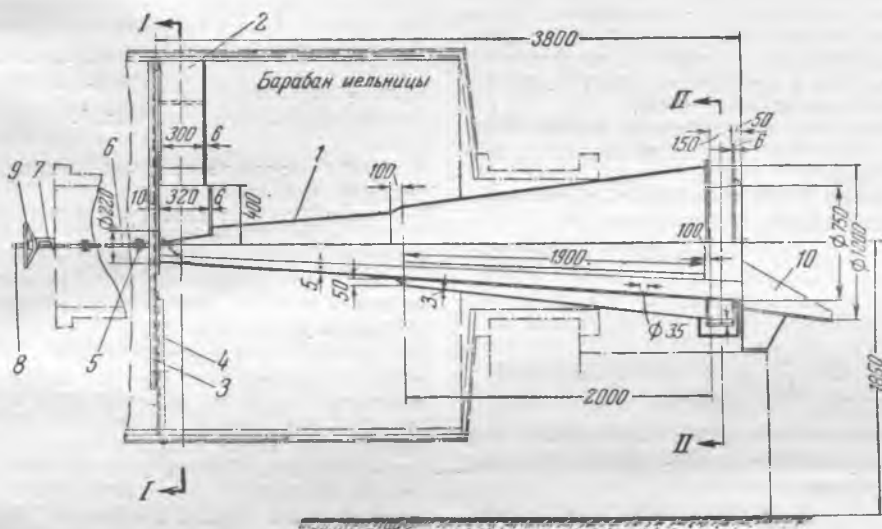
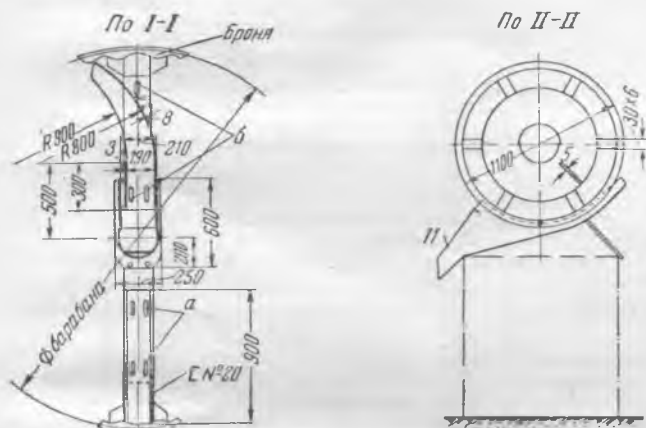
Монтаж и обшивка градирни осуществлялись с люлек при подаче шифера тем же краном. Из соображений безопасности обшивка шифером и монтаж металлоконструкций производились в разные смены.

При наличии всех материалов обшивку градирни можно выполнить в 7 дней (если подвесить 12 люлек и по-

## ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

### Механизация выгрузки и просеивания шаров углеразмольных мельниц

На Ремонтно-механическом заводе Харьковэнерго изготовлен аппарат для просеивания шаров барабанных мельниц и выгрузки шаров через горловину барабана (см. рисунок).



Аппарат состоит из корпуса 1, лопатки 2, распорных швеллеров 3 и 4, серьги 5, крюка 6, опорного швеллера 7, винта 8, гайки 9, лотка 10 для крупных шаров и лотка 11 для отсеянных шаров.

Корпус выполнен из двух конусных труб: внутренней диаметром 750 × 220 мм, длиной 3790 мм, в которой по длине 2000 мм просверлены отверстия (диаметром 33 мм), и наружной с большим диаметром, равным 1000 мм, длиной 2000 мм. Эти трубы связаны плоским и коническим кольцами. Корпус крепится к распорному швеллеру 3.

Лопатка 2 состоит из двух боковых стенок, дна по всей длине лопатки, верхнего листа, планки и косынки.

При сборке аппарата корпус вставляется в горловину мельницы так, чтобы карман его занял горизонтальное положение. В карман корпуса вставляется лопатка 2 с направлением боковых ее кромок по ходу вращения барабана. Для удобства сборки лопатка должна занимать положение — дном вниз.

Распорный швеллер 3 надевается на серьгу 5, после чего за серьгу цепляется крюк 6. Затем винтом 8 производится натяжка до полного прилегания наружной конусной трубы корпуса к горловине барабана.

После натяжки корпуса вставляются распорные швеллеры 3-4, которые сболчиваются между собой.

Лопатка 2 ставится вплотную к брони барабана и крепится болтами через отверстие 6. После установки корпуса, распорного швеллера и лопатки производится установка лотков.

При вращении барабана мельницы вращается и аппарат. Пройдя через слой шаров, лопатка 2 наполняется шарами. При выходе лопатки из горизонтального положения шары вкатываются в трубу и по наружной конусной трубе скатываются по лотку 11. Крупные шары скатываются по лотку 10.

Для отсеивания шаров нужен большой угол наклона лотка, так как движение шаров, имеющих различную форму, тормозится остатками угля и пыли в барабане мельницы. Во избежание этого между бортовыми кольцами приварена лопатка для отбрасывания шаров и мелкого угля.

Первый образец аппарата был изготовлен с двумя лопатками, но при этом создавался большой поток шаров (выгрузка длилась 12—15 мин.) и отсев был недостаточным. По этой причине одна лопатка была выключена.

Проведенные на электростанции испытания аппарата по выгрузке и отсеиванию шаров дали хорошие результаты и позволили значительно сократить время на эти трудоемкие операции.

Инж. Н. П. Ковтуненко

## Некоторые мероприятия по повышению экономичности паротурбинных установок

В настоящее время имеется большое количество паротурбинных установок среднего давления с наличием таких элементов в их схеме, которые на основании опыта эксплуатации могут быть удалены с одновременным повышением экономичности, упрощением схемы и улучшением условий работы эксплуатационного персонала.

На одной электростанции выполнены следующие изменения в схемах турбинных установок.

1. Сливной бачок. Назначение этого бачка в схеме состоит в сборе конденсата от сальникового подогревателя, второй ступени рабочих эжекторов и от других элементов установки. Конденсат из этого бачка отсасывается в конденсатор, где его теплосодержание падает за счет отдачи части тепла охлаждающей циркуляционной воде (от 100—105 до 30—40 ккал/кг).

Направление конденсата из сливного бачка в сборные дренажные баки турбинного цеха дало возможность подогревать химически очищенную воду, идущую в качестве добавки для восполнения потерь в установке в целом.

Удаление сливного бачка ликвидировало возможность ухудшения вакуума в конденсаторе из-за переполнения или опорожнения сливного бачка.

2. Сифон первого подогревателя был удален, а на линии отвода дренажа из первого подогревателя в конденсатор установлена задвижка, при помощи которой регулируется уровень конденсата в паровой части первого подогревателя.

Давление в паровой части первого подогревателя выше, чем в конденсаторе, и при поступлении из него конденсата в конденсатор образуется пар, тепло которого уносится с циркуляционной водой. В целях ликвидации этих потерь конденсат дренажа из первого подогревателя направлен непосредственно в конденсаторосборник конденсатора, где за счет тепла этого дренажа подогревается основной конденсат и устраняется тем самым возможное его переохлаждение. Рекомендуется объем конденсаторосборника увеличить в 2—3 раза, в противном случае при температуре конденсата обогревающего пара (дренажа) 80—90° С в конденсаторосборнике наблюдаются гидравлические удары.

3. Расширительный бачок второго подогревателя имеется в некоторых паротурбинных установках, как, например, АК-24-1. Через этот бачок конденсат обогревающего пара третьего и второго подогревателей направляется в конденсатор в тех случаях, когда по каким-либо причинам не работает сливной насос.

В целях устранения этих периодических потерь тепла и упрощения схемы бачок был удален, а конденсат обогревающего пара направлен в паровую часть первого подогревателя. С удалением бачка сократилось число фланцевых соединений, находящихся под разрежением.

Инж. И. А. Шаравов

## Установка для регенерации силикагеля

Перколяционный метод регенерации смазочных и изоляционных масел, получивший широкое распространение, имеет следующие преимущества:

1. Легкость изготовления установки и ее компактность.
2. Высокая степень использования сорбентов.
3. Обеспечение высокой степени очистки, что не может быть достигнуто при контактном способе регенерации масла.
4. Возможность очистки не только отработавшего масла, но и находящегося в эксплуатации, путем установки адсорберов на турбинах и термосифонных фильтров на трансформаторах.

Одним из основных сорбентов, применяемых в настоящее время для регенерации масел перколяционным способом, является силикагель, который обладает высокой адсорбционной способностью. Дефицитность и высокая стоимость особенно остро ставят вопрос о восстановлении отработавшего силикагеля.

Имеющиеся установки либо несколько сложны при изготовлении и эксплуатации, либо, наоборот, примитивны и при восстановлении силикагеля дают малый выход готового продукта при неудовлетворительном его качестве. К первому типу можно отнести установки, разработанные Оргрэс и включающие в себя реактиватор, электропечь, вентилятор. Ко второму типу относятся обычные противни, на которых обжиг силикагеля производится при помощи открытого пламени (костра и т. п.).

На одной грэс в июле 1953 г. была смонтирована и введена в эксплуатацию установка для регенерации силикагеля, включенная в газовоздушный тракт котлоагрегата. В основу конструкции установки был положен аппарат Оргрэс.

В отличие от аппарата Оргрэс, имеющего воздухоподувку и электрический обогрев, в предложенной установке ток горячего воздуха осуществляется подключением аппарата

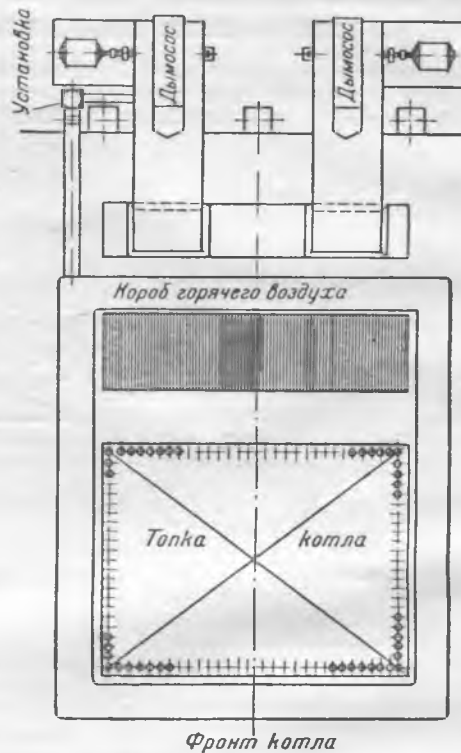


Рис. 1.

к коробу горячего воздуха и дымососу котлоагрегата (рис. 1), благодаря чему:

- а) упрощается конструкция установки;
- б) исключается применение электрообогрева и специального двигателя для воздухоподувки;
- в) дымовые газы, образующиеся при выгорании масла из силикагеля, не загрязняют атмосферу, так как направляются в дымосос котла.

Аппарат для восстановления силикагеля представляет собой цилиндрический сварной сосуд с приваренными коническими днищами, изготовленный из листовой стали толщиной 8 мм (рис. 2). В верхней части аппарата имеется загрузочный люк с откидной крышкой, укрепляемой накладными болтами. Подвод горячего воздуха осуществлен из короба горячего воздуха котлоагрегата в верхнюю горловину аппарата трубой диаметром 125 мм через плотный клапан.

В нижней конической части аппарата имеется выдвижной перфорированный стальной лист, на который насыпается силикагель. В листе 613 отверстий диаметром 4 мм с шагом 7 мм. Ниже перфорированного листа в горловину аппарата врезан патрубок диаметром 200 мм с плотным клапаном, который трубой соединен с вводом дымососа. Ниже трубы имеется заслонка для разгрузки аппарата.

Аппарат неподвижно укреплен на опорной сварной раме. Снаружи он покрыт изоляцией для уменьшения потерь тепла в атмосферу и безопасности обслуживания. Емкость рабочей части аппарата составляет 0,225 м<sup>3</sup>. Установка смонтирована на площадке дымососа котла.

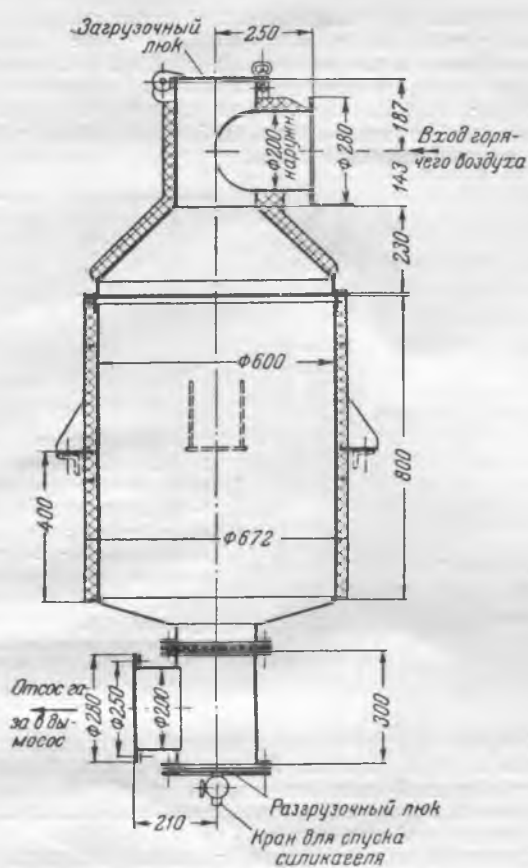


Рис. 2.

В начале эксплуатации установки процесс регенерации продолжался 12—13 час. и выход восстановленного силикагеля составлял всего 30—35%. Для наладки работы были установлены контрольно-измерительные приборы: тягомеры и термометры на входе горячего воздуха и на выходе газа из аппарата.

В результате проведенных испытаний был установлен оптимальный режим регенерации.

Подготовка и сам процесс регенерации состоят из следующих последовательных операций:

1. В бак-реактиватор загружается силикагель в количестве 150—200 кг. Утрамбовка силикагеля не допускается из-за высокого сопротивления слоя.

2. Открывается плотный клапан на трубопроводе отсоса газов в работающий дымосос до создания разрежения за баком-реактиватором около 150—200 мм вод. ст. При этом происходит слабое просачивание наружного воздуха сквозь загруженный силикагель через открытый загрузочный люк реактиватора.

3. При помощи зажженного комка пакли или бумаги, смоченного маслом, поджигается верхний слой силикагеля и как только горение масла, содержащегося в верхнем слое, становится устойчивым, герметически закрывается верхний загрузочный люк. Подается горячий воздух. Давление горячего воздуха при этом поддерживается равным 70—80 мм вод. ст., а температура его 210—220° С.

Постепенно открывается почти полностью шибер на отсосе газов в дымосос. При этом начинается бурное выделение масла, выходящего из бака-реактиватора через открытый нижний кран. Из 200 кг загруженного силикагеля выделяется до 50—70 кг масла. Температура газов за установкой при этом возрастает до 430—450° С. Вытекание масла продолжается 2—2,5 часа.

4. Обжиг силикагеля продолжается 4—4,5 часа. По окончании обжига, который определяется по снижению температуры за баком-реактиватором, производится продувка силикагеля в течение 30—40 мин. для максимального удаления продуктов горения горячим воздухом, для чего полностью открываются оба шибера.

5. После продувки полностью закрывают шибер горячего воздуха, прикрывают на 50% шибер отсоса газов и открывают верхний загрузочный люк для постепенного охлаждения регенерированного силикагеля. Охлаждение

продолжается 2—2,5 часа. Ускорение охлаждения не рекомендуется во избежание разрушения зерен.

6. Восстановленный и охлажденный силикагель разгружается из бака-реактиватора выдвиганием перфорированного листа и нижнего разгрузочного люка и затем просеивается. Выход готового силикагеля хорошего качества при этом составляет 75—80%.

Таким образом, весь цикл, включая загрузку, регенерацию, продувку, охлаждение и разгрузку, совершается в течение 7—8 час.

Хранение восстановленного силикагеля должно производиться в герметичной таре, так как за счет поглощения влаги воздуха адсорбционные качества силикагеля снижаются.

На описанной установке в течение месяца восстановлено более 3 т силикагеля.

Инж. И. Н. Агишев и инж. Г. М. Иванова

## Увеличение грязеемкости фильтрующих материалов

Основной задачей интенсификации работы фильтров на водоочистных станциях является увеличение грязеемкости фильтрующего материала, т. е. количества загрязнений, задерживаемых фильтрующей загрузкой за цикл работы.

Загрузки с большой грязеемкостью могут в некоторых случаях упростить схемы очистных сооружений, а также повысить скорость фильтрования и удлинить продолжительность цикла фильтрации.

С целью разработки более грязеемких фильтров, чем существующие до сих пор, институтом ВОДГЕО за последние 2 года в лабораторных условиях и на ряде производственных установок производились испытания фильтров, имеющих двухслойную загрузку.

Нижний слой загрузки состоял из достаточно однородного кварцевого песка, а верхний слой — из дробленого антрацита с более крупным, чем песок, размером зерна.

При выборе песка для нижнего фильтрующего слоя необходимые фракции определялись в зависимости от качества фильтруемой воды и свойств содержащейся в ней взвеси. Кроме того, учитывалась необходимость получения наиболее однородного по крупности песка, так как этим условием обеспечивается наибольшая емкость пор в загрузке, способная вместить большее количество загрязнений из воды. Целесообразным в практике следует считать коэффициент неоднородности зерен песка, равный 1,3—1,5.

Создание верхнего слоя загрузки с зернами большего размера, чем в нижнем слое, возможно лишь при использовании материалов, имеющих меньший удельный вес, чем кварц, каковым является дробленый антрацит.

При наличии антрацитового слоя с более крупными зернами не происходит образования на поверхности загрузки плохопроницаемой пленки из задерживаемых загрязнений, как это имеет место при загрузке фильтра обычным песком. Наоборот, большая часть взвеси, не задерживаясь на поверхности, проникает в толщу загрузки, обеспечивая тем самым более длительный цикл работы при том же напоре и большую грязеемкость загрузочного материала.

Применяемый для загрузки фильтров антрацит должен быть блестящим, дробиться в зерна кубической или близкой к шару формы и иметь минимальную зольность. Этим требованиям отвечают антрациты марок АК, АРШ.

При создании двухслойной загрузки должно также соблюдаться требуемое соотношение между фракциями песка и антрацита для того, чтобы избежать перемешивания этих материалов на границе соприкосновения при обратной промывке фильтра. Опытным путем установлено, что для этого зерна антрацита должны быть крупнее в 1,4—1,5 раза, чем зерна песка.

Экспериментальные работы, проведенные на одной из станций осветления воды, работающей по напорной безотстойной схеме на воде р. Москвы, показали, что правильным подбором крупности частиц загрузки можно добиться увеличения грязеемкости фильтров за счет лучшего распределения загрязнений в толще фильтрующего материала.

При среднем диаметре песка 0,95 мм и коэффициенте неоднородности 1,3 была значительно увеличена продолжительность фильтроцикла по сравнению с обычной загрузкой (с 5—10 час. до 14—20 час.). Еще большее увеличение грязеемкости фильтрующего материала было получено при догрузке фильтра дополнительным (15—20 см) слоем антрацита со средним диаметром зерен 1,15 мм при коэффициенте неоднородности 1,25. При этом грязеемкость увеличилась в 3,5 раза. Было отмечено также изменение характера распределения загрязнений по высоте слоя загрузки. В первом случае (без антрацита) поверхностным слоем было задержано 50—70% загрязнений от общего количества, задержанного фильтром. Во втором случае работал более или менее равномерно весь слой загрузки, а на поверхности фильтрующего материала было сосредоточено лишь 20—30% загрязнений.

Аналогичные испытания проводились в период паводков 1953—1954 гг. на станции осветления воды, питающейся водой р. Оки. Здесь большой производственный фильтр площадью 22,6 м<sup>2</sup> также имел двойную фильтрующую загрузку. Слой песка равнялся 700 мм и состоял из зерен со средним диаметром 0,83 мм. Верхний антрацитовый слой в 152 мм состоял из зерен со средним диаметром 1,07 мм. Соотношение диаметров наименьших зерен песка и наибольших зерен антрацита равнялось 1,5. При этих параметрах перемешивание антрацита с песком было незначительным, по высоте слоя не более 3 см. Испытания фильтра показали увеличение грязеемкости двухслойной загрузки в 2—3 раза по сравнению с однослойной. При одинаковых нагрузке на фильтр и потере напора в фильтре с двухслойной загрузкой значительно увеличилась продолжительность фильтроцикла.

Результаты двух опытов на фильтрах с однослойной и двухслойной загрузками показаны на рисунке.



При одинаковой потере напора (200 мм рт. ст.) продолжительность цикла фильтрации при двухслойной загрузке увеличилась в  $\frac{36}{20} = 1,8$  раза.

Проведенные экспериментальные исследования позволяют рекомендовать для увеличения грязеемкости материала догрузки кварцевых фильтров слоем в 15—20 см дробленого антрацита, с размером зерен в 1,5 раза большим зерен песка.

Инж. Н. С. Лебедева

## Ремонт статора гидрогенератора

На одной электростанции с гидрогенераторами завода «Уралэлектроаппарат» типа ВГС-260/70-12 имели место аварии с повреждением обмоток статоров, вызванным отрывом и попаданием в межжелезное пространство статора нажимных пальцев активной стали.

Для прессовки пакетов активной стали статора в генераторах указанного типа применено цельное нажимное кольцо 4, передающее нажатие на спинку и зубцовую часть активной стали, посредством стальных нажимных пальцев 2 (рис. 1). Нажимное кольцо скреплено с нижней плитой статора 7 стяжными болтами 5, проходящими в задней части пакетов активной стали.

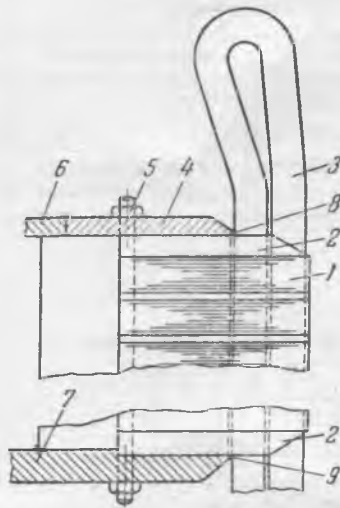


Рис. 1. Продольный разрез статора.

1—пакеты активной стали; 2—нажимной палец; 3—обмотка; 4—нажимное кольцо; 5—стяжной болт; 6—верхняя плита статора; 7—нижняя плита статора; 8—точечная приварка пальца к нажимному кольцу; 9—точечная приварка нажимного пальца к плите статора.

Заводом предусмотрено крепление верхних нажимных пальцев в двух местах: а) приваркой 8 к нажимному кольцу в верхней части со стороны расточки статора и б) точечной приваркой и креплением заклепками к верхним листам крайнего пакета.

Крепление нижних пальцев выполнено аналогично.

Эксплуатация генераторов в течение непродолжительного времени с момента установки (около 2 лет) показала, что принятое заводом крепление нажимных пальцев активной стали статора является неудовлетворительным.

При ослаблении прессовки стали статора создается изгибающий момент, действующий на отрыв пальца от нажимного кольца.

Расследованием первой аварии было установлено, что повреждение произошло из-за отрыва верхнего нажимного пальца активной стали статора и попадания выполазания его в межжелезное пространство статора.

Завод рекламацию принял, считая причиной выполазания пальца недостаточно хорошее крепление его, но не дал никаких рекомендаций по улучшению этого крепления. Вскоре произошла аналогичная авария на другом однотипном генераторе.

После второго повреждения был произведен осмотр остальных генераторов, при котором обнаружилось ослабление (начало выполнения) нескольких верхних нажимных пальцев на этих генераторах вследствие отрыва приварки пальцев к нажимным кольцам.

Следует отметить, что проверить состояние крепления нажимных пальцев при плановых капитальных ремонтах без выемки ротора невозможно. Это затрудняет принятие своевременных мер по предотвращению выпадания нажимных пальцев.

Через год произошли в третий раз выполаживание нажимного пальца и аналогичное повреждение изоляции обмотки статора на одном из генераторов с той лишь разницей, что на этот раз оторвался от нажимной плиты нижний палец.

В качестве профилактического мероприятия, решающего вопрос ликвидации выполаживания верхних нажимных пальцев, работниками электростанции совместно с представителем завода была предложена и осуществлена приварка к хвостовой части верхнего пальца удерживающего выступа 6 (рис. 2), который, упираясь в верхний пакет стали, не дает возможности нажимному пальцу в случае его отрыва от нажимного кольца продвигаться в направлении межжелезного пространства статора.

Удерживающие выступы были также приварены ко всем нижним пальцам.

Усиление крепления нижних пальцев ранее, вместе с усилением крепления верхних пальцев, представители

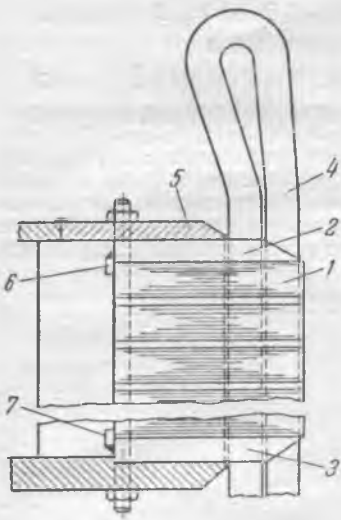


Рис. 2. Статор с приваркой удерживающих выступов к нажимным пальцам активной стали.

- 1—пакеты активной стали;
- 2—верхний нажимной палец;
- 3—нижний нажимной палец;
- 4—обмотка; 5 — нажимное кольцо; 6 — удерживающий выступ верхнего пальца;
- 7 — удерживающий выступ нижнего пальца.

завода не рекомендовали, считая, что нижние пальцы под весом всей активной стали статора зажаты совершенно надежно.

Работы по выяснению состояния нажимных пальцев, а также приварка удерживающих выступов к ним производились при вынужденном роторе.

Выступы длиной 30—40 мм (в зависимости от места расположения пальцев) для верхних и нижних пальцев изготовлялись из катанки диаметром 6 мм, несколько осаженой на квадрат.

Ввиду недоступности части нажимных пальцев в корпусе статора под опорными плитами верхней крестовины было вырезано восемь прямоугольных люков размером 200 × 300 мм, через которые и производилась приварка удерживающих выступов.

После приварки люки были закрыты заглушками, закрепленными четырьмя шпильками.

Укрепление нажимных пальцев было выполнено на всех генераторах электростанции.

При выполнении работ по усилению крепления нижних пальцев на одном генераторе был обнаружен свободно перемещающийся верхний палец, который удерживался от выполения только выступом, приваренным ранее на хвостовую его часть, что подтвердило надежность проведенного мероприятия по приварке удерживающих выступов.

На этом же генераторе было обнаружено ослабление опрессовки активной стали статора вследствие недоброкачественной шихтовки его на заводе, где для усиления пресовки готового статора между верхними листами активной стали и нажимными пальцами были вставлены стальные клинья (у 70% пальцев), загнутые и приваренные к нажимным пальцам.

Такое решение вопроса уплотнения активной стали нельзя считать удовлетворительным, ибо клинья, не обеспечивая длительного сохранения первоначального уплотнения, могут послужить причиной аварии, что подтверждается обнаружением одного клина, оторванного в месте приварки.

Ослабление плотности активной стали в эксплуатации, подтвержденное обнаружением при осмотре 10 ослабленных вентиляционных распорок, указывает еще и на то, что общее нажатие пресовка активной стали статора цельным нажимным кольцом не может считаться достаточно надежным.

### Выводы

1. На гидрогенераторах типа ВГС-260/70-12 конструкции крепления всех нажимных пальцев активной стали статора не может считаться удовлетворительной.

2. На всех гидрогенераторах этого типа, находящихся в эксплуатации, во избежание выполения пальцев и повреждения обмотки статора следует рекомендовать провести усиление крепления пальцев описанным выше способом.

3. На гидрогенераторах других типов, имеющих аналогичное крепление нажимных пальцев, следует периодически проверять состояние крепления пальцев и при необходимости также выполнить усиление крепления.

4. Заводу «Уралэлектроаппарат» следует пересмотреть и улучшить конструктивный узел крепления нажимное кольцо — нажимные пальцы гидрогенераторов, а также рассмотреть вопрос применения составного верхнего нажимного кольца статора.

Инж. П. И. Бажанов и инж. К. К. Чернев

### ОТ РЕДАКЦИИ

Заводу «Уралэлектроаппарат» необходимо разработать эффективные технические решения по улучшению отдельных конструктивных узлов и повышению качества изготовления гидрогенераторов, так как случаи отрыва нажимных пальцев имели место также и на машинах других гидростанций, например на генераторе типа ВГС-325/49-32.

## Улучшение схем управления некоторых типов автоматов гашения поля

Применяемые на электростанциях автоматы гашения поля типов СНЛ-7901, Б-3305 и Б-3306 обладают следующими недостатками в части схемы управления (рис. 1):

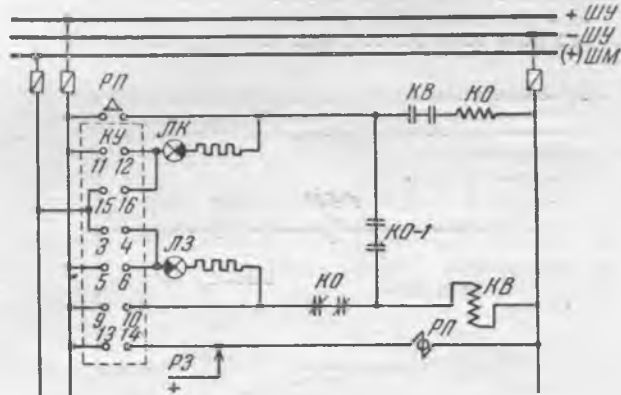


Рис. 1. Схема управления АГП типов СНЛ-7901, Б-3305 и Б-3306.

КУ — ключ управления типа УП-5115-А275 или КВФ; КО — катушка отключения защелки; КВ — катушка контактора включения; РП — шунтовое реле типа РЭ-100.

1. Отсутствует блокировка от «прыгания».

2. Применяемое для отключения АГП промежуточное электромагнитное реле РЭ-101 с задержкой на размыкание не всегда обеспечивает устойчивый импульс на отключение. Для того чтобы реле сработало с задержкой на размыкание, необходимо, как известно, несколько секунд продерживать его под током. При кратковременных же воздействиях тока эти реле ведут себя как обычные мгновенные промежуточные реле.

3. Контроль цепи отключения неполный, так как состояние контактов КО-1, связанных с защелкивающим механизмом и участвующих в операции отключения, не контролируется.

Последний недостаток устраним весьма простым изменением конструкции АГП, как это предложено инж. Ю. П. Кельником<sup>1</sup>.

Завод «Электросила» совместно с Теплоэлектропроектом на базе автомата типа СНЛ-7901 разработали блок гашения поля типа БНЛ-7901, схема управления которого (рис. 2) свободна от двух первых указанных выше недостатков автомата СНЛ-7901.

Однако в схеме управления автомата БНЛ-7901 занято большое число блокконтактов, причем блокконтакты КВ-1 в цепи отключения и КВ-2 в цепи блокировки от прыгания не контролируются.

<sup>1</sup> «Электрические станции», 1953, № 2.





Учитывая то обстоятельство, что генератор имеет автомат гашения поля (АГП) без гасительного сопротивления, автором была предложена схема снятия возбуждения отключением цепи возбуждения подвозбудителя с предварительным шунтированием обмотки возбуждения подвозбудителя гасительным сопротивлением. При этом АГП ротора должен быть включен, т. е. ротор замкнут на якорь возбуждителя.

Для осуществления гашения поля подвозбудителя были использованы гасительное сопротивление  $R_2$  и промежуточное реле барабанного типа, причем гасительные контакты выполнены затяжными.

Для проверки возможности применения АПВС были проведены испытания генератора в следующем объеме:

1. Снята зависимость напряжения на статоре от времени при отключении АГП подвозбудителя. Отсчет времени начинался с момента отключения АГП подвозбудителя. Результаты измерения приведены ниже.

| Напряжение на статоре генератора, кВ | Время, сек. | Напряжение, на статоре генератора, кВ | Время, сек. |
|--------------------------------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| 6,30                                 | 0           | 1,86                                  | 15          |
| 5,40                                 | 1           | 1,62                                  | 17          |
| 4,92                                 | 3           | 1,38                                  | 19          |
| 4,38                                 | 4           | 1,20                                  | 21          |
| 3,96                                 | 5           | 1,20                                  | 23          |
| 3,30                                 | 7           | 1,20                                  | 25          |
| 2,86                                 | 9           | 1,20                                  | 30          |
| 2,52                                 | 11          | 1,20                                  | 40          |
| 2,16                                 | 13          |                                       |             |

2. Генератор переведен в режим компенсатора с нагрузкой по току 1300 а. При этом были включены выключатели  $B_4$ ,  $B_2$  и выключатель обмотки 38 кВ трансформатора Т-2, а выключатель  $B_6$  отключен. Регулятор напряжения включен.

3. Подключены шлейфы автоматического осциллографа для записи тока статора компенсатора, тока статора генератора, работающего параллельно с компенсатором на стороне 154 кВ и 38 кВ, напряжения на кольцах ротора компенсатора и напряжения на якоре подвозбудителя компенсатора.

4. Одновременно отключены выключатель  $B_4$  и АГП подвозбудителя.

5. Включен через 4 сек. после отключения компенсатора выключатель  $B_4$  (предварительно, с опережением на 1 сек. был пущен осциллограф), а через 2 сек. после включения выключателя  $B_4$  включен АГП подвозбудителя.

Осциллограф остановлен после полного успокоения стрелок щитовых приборов. АПВС генератора, переведенного в режим компенсатора, производилось 5 раз, и во всех случаях синхронизация проходила нормально.

Во всех опытах, несмотря на большую величину напряжения статора, имевшего место перед повторным включением генератора, кратность периодической составляющей тока статора по отношению к номинальному току не превышала 2,93.

Время спада тока статора включаемого генератора до номинального значения не превышало 1 сек., а время спада статора работавшего генератора до первоначального значения происходило  $\sim 2$  сек. Переходный процесс при АПВС заканчивался за время, равное  $\sim 4$  сек. Отсчет времени проводился с момента включения выключателя.

Испытания показали, что для генератора, переведенного в режим компенсатора, можно применять АПВС, причем из-за значительного времени нарастания напряжения возбуждения выдержку времени между включением выключателя и АГП подвозбудителя вводить не следует.

После испытаний на генераторе, переведенном в режим компенсатора, была смонтирована схема АПВС, которая находилась в эксплуатации в течение года.

Несмотря на то, что за время эксплуатации схема АПВС работала всего 1 раз, экономичность применения АПВС очевидна.

На основании результатов испытаний генератора в июне 1953 г. на генераторах электростанции была смонтирована и введена в нормальную эксплуатацию полуавтоматическая самосинхронизация с использованием схемы гашения поля подвозбудителя.

В течение 5 мес. генераторы включались методом самосинхронизации не менее 10 раз каждый и во всех случаях синхронизация проходила нормально.

## Выводы

1. Практическая проверка включения генераторов способом самосинхронизации показала, что генераторы, имеющие гашение поля с разрывом ротора, можно включать способом самосинхронизации, не прибегая к замене автомата гашения поля, что в ряде случаев является затруднительным из-за отсутствия необходимого оборудования.

2. Как показали испытания по АПВС, допустимая величина напряжения статора, при которой разрешается включение высоковольтных генераторов способом самосинхронизации, требует, по возможности, уточнения. Во всяком случае по данным испытаний величина  $(0,1 \div 0,2) U_H$  не является пределом.

Инж. Г. Е. Сонин

## Карманный высотомер

В одной энергосистеме для измерений габаритов воздушных линий электропередачи с 1952 г. широко применяется простой по конструкции карманный высотомер, обладающий достаточной точностью.

### Описание прибора

Прибор представляет коробку треугольной формы с открытым основанием (рис. 1). Он изготовляется из двух металлических пластинок, соединенных при помощи заклепок двумя планками из того же материала.

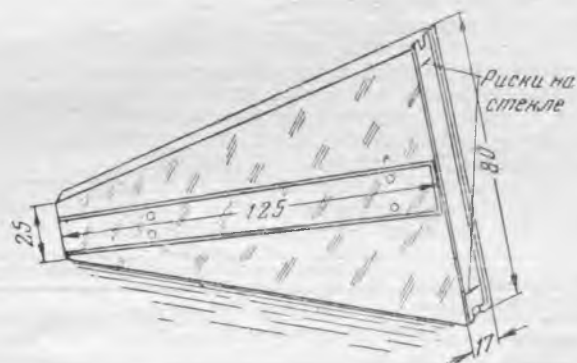


Рис. 1.

В открытое основание вставляется стекло размером  $74 \times 12$  мм, на котором нанесены две горизонтальные риски на расстоянии  $\sim 65$  мм друг от друга. Опорой для стекла служат вмятины, заготовленные в боковых стенках; закрепляется стекло отгибанием крепов, заранее нарезанных на верхних краях основания. В тупой вершине прибора просверливаются два отверстия диаметром по 2 мм для визирования.

Вес прибора 150 г, точность — порядка 2%.

Принцип устройства прибора основан на подобии треугольников.

Из подобия треугольников (рис. 2) следует:

$$X = \frac{bc}{ac} L = kL,$$

где  $k$  — постоянная прибора (в нашем случае принято  $k = 1/2$ , так что угол  $\angle bac = 26^\circ 36'$ ).

Соотношение  $k = 1/2$  принято из расчета ширины трассы линии электропередачи, равной 40—50 м и является оптимальным для условий работы на линиях. Уменьшение этого соотношения до  $1/3$  или  $1/4$  будет вызывать в некоторых случаях, например при определении высоты деревьев, расположенных на краю просеки, необходимость углубляться с прибором в лес, что, конечно, затруднит измерение. Наоборот, увеличение этого соотношения снижает точность измерений.

Изготовление прибора равнобедренным, а не прямоугольным, а также погрешность от негоризонтальности нижней линии визирования незначительно снижают точность прибора.

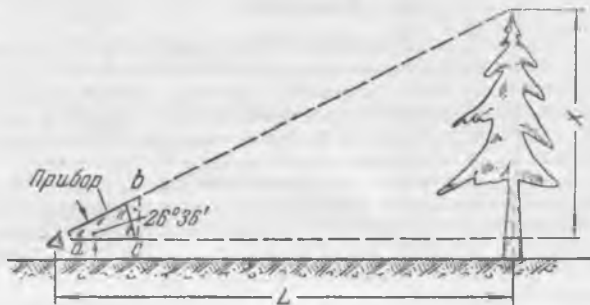


Рис. 2.

Регулировка прибора на точность измерения производится следующим образом: сначала на стекле наносится лаком одна постоянная риска, затем на расстоянии 65 мм от нее наносится другая временная риска (обычными чернилами, которые потом легко удаляются); вставив стекло на место, измеряют известную высоту (лучше несколько, например 5, 10, 15, 20 м) и отмеряют по земле расстояния (соответственно 10, 20, 30, 40 м); если точность прибора находится в пределах 0,3—0,5, то на место временной риски наносят постоянную, в противном случае постоянную риску смещают в нужную сторону.

#### Пользование прибором

Прибором можно производить самые разнообразные измерения на линиях электропередачи. Остановимся на наиболее часто встречающихся.

**Измерение высоты.** Чтобы измерить высоту  $X$  (рис. 2), надо отойти с прибором на такое расстояние  $L$ , чтобы при визировании риски на стекле прибора совпали — одна с вершиной, другая с основанием предмета. Измерив расстояние  $L$  и разделив его пополам, получим  $X$ . В условиях линии электропередачи для измерения расстояния  $L$  удобно пользоваться палкой длиной 2 м, тогда количество уложенных палок на расстоянии  $L$  будет равно высоте  $X$  в метрах.

Измерение расстояния от провода до земли. Перед измерением высоты необходимо отметить место под проводом (воткнуть в землю палку и т. п.) и

нижнего проводов до земли и беря разность между ними. Такой способ менее точен, но иногда он является единственно возможным (перпендикулярные к проводам направления недоступны из-за препятствий — камни, ямы и т. п.).

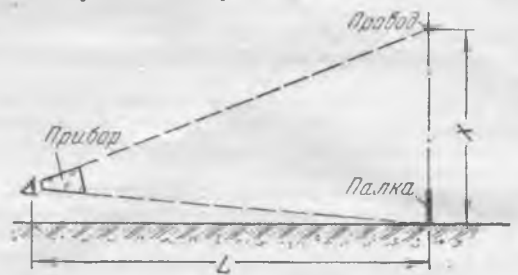


Рис. 3.

Определение высоты деревьев, угрожающих падением на линию. Во избежание необоснованной рубки деревьев, растущих по краям просеки, следует обязательно сначала проверить, действительно ли дерево при падении достанет до линии.

Для определения высоты дерева, угрожающего падением на линию электропередачи, следует сделать три изме-

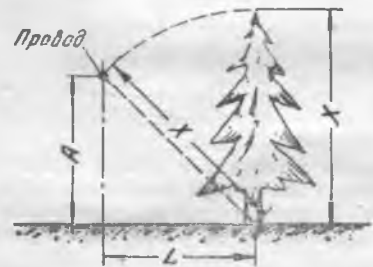


Рис. 4.

рения: высоты дерева  $X$ , высоты провода  $A$ , расстояние от отвеса провода до основания дерева  $L$ .

Высоту дерева удобнее всего определить при помощи прилагаемой таблицы, составленной по формуле

$$X = \sqrt{A^2 + L^2} \text{ (рис. 4).}$$

| Расстояние от дерева до отвеса провода, м | Высота дерева, м, при расстоянии от провода до земли |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|---|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|   | 5 м  | 6 м  | 7 м  | 8 м  | 9 м  | 10 м | 12 м | 14 м | 16 м | 20 м |
| 5   | 7,1  | 7,8  | 8,6  | 9,4  | 10,3 | 11,2 | 13,0 | 14,9 | 16,8 | 20,3 |
| 10  | 11,4   | 11,6 | 12,2 | 12,8 | 13,4 | 14,1 | 15,6 | 17,0 | 18,8 | 22,3 |
| 12  | 13,0   | 13,4 | 13,9 | 14,4 | 15,0 | 15,7 | 17,0 | 18,4 | 20,0 | 23,3 |
| 14  | 14,9   | 15,2 | 15,7 | 16,1 | 16,6 | 17,2 | 18,4 | 19,8 | 21,3 | 24,4 |
| 16  | 16,8   | 17,2 | 17,6 | 18,2 | 18,4 | 18,8 | 20,0 | 21,2 | 22,6 | 25,5 |
| 18  | 18,6   | 19,0 | 19,3 | 19,6 | 20,1 | 20,6 | 21,6 | 22,8 | 24,1 | 27,0 |
| 20  | 20,6   | 20,8 | 21,1 | 21,5 | 22,0 | 22,3 | 23,3 | 24,4 | 25,6 | 28,3 |
| 22  | 22,5   | 22,7 | 23,1 | 23,3 | 23,7 | 24,1 | 25,0 | 26,0 | 27,2 | 29,8 |
| 24  | 24,5   | 24,7 | 25,0 | 25,2 | 25,6 | 26,8 | 27,7 | 28,9 | 21,2 | —    |
| 26  | 26,4   | 26,6 | 27   | 27,2 | 27,4 | 27,8 | 28,5 | 29,6 | 30,6 | 32,8 |
| 28  | 28,4   | 28,6 | 28,8 | 29,2 | 29,5 | 29,8 | 30,5 | 31,3 | 32,4 | 34,4 |
| 30  | 30,3   | 30,6 | 30,8 | 31   | 31,4 | 31,5 | 32,3 | 33,1 | 34,0 | 36,0 |

затем уже на это отмеченное место и на провод производить визирование прибором. При несоблюдении этого можно сделать большую ошибку. Как и раньше, расстояние от провода до земли будет  $X = \frac{1}{2} L$  (рис. 3).

Измерение габарита пересечения проводов. Под местом пересечения проводов надо установить палку. Затем можно поступить двояко: либо сначала измерить расстояние от верхнего провода до земли, затем от нижнего, каждый раз отходя для визирования по перпендикуляру к одному и другому проводу. Разность двух измерений даст искомое расстояние между проводами; либо можно отходить для визирования по биссектрисе угла между проводами, измеряя так же расстояния от верхнего и

Имея  $A$  и  $L$ , находим по таблице величину высоты дерева, которое касается провода вершиной при своем падении. Если эта величина, уменьшенная на 1—2 м для линии высокого напряжения, равна или меньше действительной высоты дерева  $X$ , то дерево следует спилить.

#### Пример

Измерена высота дерева  $X = 19,5$  м, высота провода  $A = 7$  м, расстояние  $L = 18$  м.

По таблице находим, что высота дерева, при падении которого вершина коснется провода, равна 19,3 м; следовательно, дерево высотой  $X = 19,5$  м необходимо спилить.

Инж. В. И. Воробьев



# ХРОНИКА

## В Техническом управлении Министерства

### О повышении надежности работы электроустановок потребителей в случаях кратковременных снижений напряжения

Опыт эксплуатации энергосистем показывает, что до сих пор имеют место значительный сброс нагрузки, отключения и серьезные расстройства технологического процесса промышленных предприятий после кратковременных снижений напряжения при коротких замыканиях. Эти нарушения являются следствием неправильного использования и неудовлетворительной настройки защиты минимального напряжения на высоком напряжении и магнитных пускателей на низком напряжении. Известные и эффективные мероприятия, предотвращающие такие отключения, до сих пор внедряются совершенно недостаточно<sup>1</sup>.

В одной из энергосистем производились испытания на разрывную мощность нового выключателя 110 кВ. Искусственные междуфазовые короткие замыкания вызвали значительное снижение напряжения. Длительность отключения этих коротких замыканий не превышала 0,1 сек., т. е. соответствовала условиям отключения поврежденных токовыми отсечками и была даже ниже времени отключения, определяемого действием других быстродействующих защит. Несмотря на это, опыты короткого замыкания сопровождались массовыми претензиями промышленных предприятий на отключения и серьезные нарушения технологического процесса в различных производствах.

Естественно, что короткие замыкания могут быть и независимо от проведения опытов, причем как в сети энергосистемы, так и в собственных сетях промпредприятий, и при этом они сопровождаются снижениями напряжения. При наличии совершенной релейной защиты, а также в результате успешного действия автоматического повторного включения (АПВ) и автоматического включения резервного питания (АВР) должно исключаться нарушение электроснабжения при кратковременных перерывах питания и снижениях напряжения.

Проведенное обследование случаев нарушения работы промышленных предприятий в этой энергосистеме показало следующее:

1. На прядильно-ткацкой фабрике нарушения явились следствием наличия на части фабричных линий 500 в на приводах типа КАМ к выключателям типа ВМ-14 нулевых катушек мгновенного действия. Напряжение срабатывания этих катушек не проверялось и не регулировалось и наличие их ничем не оправдано. Характерно что на приводах выключателей другой части линий этой же фабрики отсутствуют нулевые катушки. В цехах, питающихся по этим линиям, имели место отключения только отдельных магнитных пускателей, причем быстрое обратное их включение цеховым персоналом предотвратило какое-либо расстройство работы этих цехов.

2. На крупном металлообрабатывающем заводе остановились насосные и кислородные станции, прокатные станы, котельные и уникальные зуборезные станки. Оказалось, что на ответственной оборудовании, остановка которого вызывает тяжелое расстройство работы всего завода (насосные и котельные) и брак весьма трудоемкой и дорогостоящей продукции (зуборезное отделение), асинхронные двигатели 500 в включаются при помощи обычных магнитных пускателей; асинхронные высоковольтные дви-

гатели прокатных станов имеют защиту минимального напряжения с уставкой 70% и без выдержки времени.

3. На городских водопроводных станциях отключился ряд насосов с асинхронными двигателями, вследствие чего произошли гидравлические удары, вызвавшие повреждения в городской водопроводной сети. Проверка показала, что на электродвигателях насосов используется защита минимального напряжения с беспорядочно выбранными характеристиками. Так, на двигателях имелись защиты без выдержки времени и с временем 0,23, 0,5, 0,7, 1 и 2 сек. Ни один из насосов с двигателями, имеющими выдержку времени на защите 0,5 сек. и больше, не отключался.

На нескольких двигателях защита минимального напряжения вообще отсутствует и, несмотря на это, никаких недоразумений в их эксплуатации не отмечалось.

4. На кабельном заводе произошли нарушения в работе двух цехов, выпускающих проволоку с эмалевой изоляцией, и порча продукции. В одном из цехов не прекращался нагрев печей, так как регулируемые нагревательные сопротивления управляются автоматически (пускатель включается авторегулятором температуры). Нерегулируемые сопротивления в этом цехе присоединены через рубильники и не отключались. Однако нарушение все же имело место из-за остановки двигателей 0,8—15 квт, обеспечивающих протяжку через ванны и печи, а также намотку проволоки. Эти двигатели управляются при помощи магнитных пускателей, которые отключались. В другом цехе двигатели такого же назначения включаются пакетными контакторами и поэтому не останавливались, по нарушению работы все же было. Нерегулируемые нагревательные сопротивления в этом цехе в отличие от первого включаются не рубильниками, а магнитными пускателями, отключение которых не было замечено персоналом из-за отсутствия сигнализации и значительной тепловой инерции печей.

На всех обследованных предприятиях относительно сложными мероприятиями можно было исключить всякую возможность подобных нарушений при кратковременных снижениях напряжения. Однако ни главные энергетики предприятий, ни Энергосбыт энергосистемы, не принимали никаких мер по улучшению состояния релейной защиты.

С целью повышения надежности работы электроустановок потребителей Техническое управление и Государственная инспекция по промэнергетике и энергонадзору Министерства электростанций предлагают (противоаварийный циркуляр № Э-8/54) всем главным инженерам районных управлений, энергокомбинатов и энергосбытов дать предписания промышленным предприятиям осуществить мероприятия, исключающие нарушения их работы при кратковременных понижениях напряжения вследствие коротких замыканий как в сети энергосистемы, так и в сетях потребительских установок; при плановых обследованиях и проверках технического состояния электрических установок промышленных предприятий контролировать состояние их защиты и выполнение указанных выше предписаний.

При выдаче предписаний руководствоваться следующим:

1. Демонтировать защиту минимального напряжения на трансформаторах и линиях промышленных предприятий, а также на электродвигателях ответственных механизмов, за исключением тех механизмов, где эта защита необходима для предотвращения самозапуска двигателей после длительного исчезновения напряжения по условиям техники безопасности и по условиям технологического процесса.

2. На двигателях, внезапное отключение которых вызывает серьезное нарушение технологического процесса, а защита минимального напряжения необходима по условиям, указанным в п. 1, выдержка времени ее должна выполняться в пределах 2—10 сек.

<sup>1</sup> Сборник директивных материалов Технического отдела МЭС СССР, Электрическая часть (Госэнергоиздат, 1950), стр. 30—31 „Уменьшение времени действия релейных защит в системе и надежная настройка защит потребителей“.

Примечание. При этом минимальная выдержка времени должна быть на защите менее ответственных двигателей, отключение которых предусматривается для облегчения самозапуска более ответственных двигателей (по условиям восстановления напряжений). Наоборот, чем ольшее значение имеют определенные двигатели для поддержания технологического процесса, тем большая выдержка времени должна устанавливаться на их защите минимального напряжения (до 10 сек.).

3. На всех неотвественных двигателях защита минимального напряжения должна иметь выдержку времени порядка 0,5 сек. для отстройки от действия отсечек и других быстродействующих защит.

4. Для приводов прямого действия (типа КАМ, ПРБА и т. д.), установленных на выключателях ответственных двигателей, выдержку времени возможно осуществить применением специальных емкостных устройств, разработанных Тяжпромэлектропроектом, или применением нулевых реле прямого действия с выдержкой времени, разработанных заводом «Электроаппарат».

5. Для низковольтных ответственных двигателей, включаемых через магнитные пускатели, но имеющих важное значение для сохранения технологического процесса, надо применять одно из следующих мероприятий:

а) замена кнопок управления пускателями небольшим рубильником или выключателем с тем, чтобы цепь удерживающей катушки оставалась замкнутой помимо блокконтактов пускателя; при такой схеме обеспечивается автоматическое обратное включение отключившихся пускателей при восстановлении напряжения;

б) применение механических и электрических устройств выдержки времени, обеспечивающих при появлении напряжения в течение заданного времени обратное включение пускателя; так, например, подобные схемы легко выполняются при помощи реле, имеющих выдержку времени на возврат (типа РЭ, кодовые и т. д.), тогда кнопкой «пуск» включается обмотка реле, контактами которого осуществляется самозалипание и замыкание цепи удерживающей катушки пускателя;

в) замена магнитного пускателя автоматом или переделка его по типу автомата или контактора с защелкой и отключающей катушкой.

6. Проверять напряжение отпадания магнитных пускателей, добиваясь, чтобы оно было не выше 25—30% от номинального, чем несколько замедляется отключение пускателей при исчезновении напряжения за счет кратковременной подпитки от двигателя.

## О схемах защиты на переменном токе с последовательным включением двух трансформаторов тока ТКБ-1

В схемах защиты на переменном оперативном токе с использованием насыщающихся трансформаторов тока типа ТКБ-1 имеют место случаи применения последовательного включения двух таких трансформаторов на разность фазных токов. При такой схеме включения наблюдались пробой вторичных обмоток трансформаторов тока типа ТПФ-10.

Заводом «Электроаппарат» были проведены испытания по определению напряжений на вторичной обмотке трансформаторов тока ТПФ-10, питающих трансформаторы тока ТКБ-1. Испытания показали, что при токах короткого замыкания, превышающих номинальный ток трансформатора тока ТПФ-10 в 25 раз, и последовательном включении двух трансформаторов тока ТКБ-1 на разность фазных токов пики напряжения на вторичной обмотке трансформатора тока ТПФ-10 достигали величины 2,7 кВ, а при включении одного трансформатора тока ТКБ-1 на разность фазных токов — величины 1,4 кВ.

На основании указанного Техническим управлением был выпущен противоваарийный циркуляр № 9/Э от 6/VIII 1954 г., в котором энергосистемам запрещается применять в схемах защиты последовательное включение двух трансформаторов тока ТКБ-1 на разность фазных токов.

В настоящее время заводом принимаются меры в отношении усиления изоляции выпускаемых трансформаторов тока.

В июле 1954 г. в Киеве проходила научно-техническая конференция по сварке, организованная Институтом электросварки им. Е. О. Патона Академии наук УССР и областным отделением НИТО сварщиков.

Основной целью конференции, в работе которой приняли участие 278 делегатов от научно-исследовательских и учебных институтов, заводов, строительных и проектных организаций, союзных министерств и др., было обсуждение работ Института электросварки.

На конференции было заслушано 26 докладов по вопросам автоматической и полуавтоматической сварки, прочности сварных соединений, новой сварочной аппаратуры.

Член-корреспондент АН УССР Б. Е. Патон в докладе «Достижения и задачи в области автоматической сварки» указал на то, что автоматическая сварка стала основным технологическим процессом при изготовлении сосудов, котлов, труб, вагонов, паровозов и многих других изделий. Работа Института электросварки и других организаций, работающих в этой области, направлена на дальнейшее внедрение автоматической сварки в промышленность.

Институтом электросварки разработан метод многоэлектродной электрошлаковой сварки, позволяющий сваривать за один проход металл любой толщины, что открывает большие возможности при изготовлении сварных конструкций; также разработан метод многоэлектродной полуавтоматической сварки и создан новый тип шлангового полуавтомата ПШ-54.

Институтом усовершенствован и внедрен новый способ контактной сварки в полевых условиях стыков трубопроводов диаметром 300 мм и более.

Основными задачами Института электросварки на ближайшие 2—3 года, помимо разработки новых и совершенствования существующих методов автоматической сварки, являются: разработка метода оценки свариваемости; разработка теорий горячих трещин; определение статической и динамической прочности сварных соединений и изучение дефектов сварных соединений.

Канд. техн. наук Г. З. Волошкевич (Институт электросварки) сделал доклад «Электрошлаковая сварка и ее применение в тяжелом машиностроении». Этот новый вид сварки является сочетанием метода принудительного формирования шва и электрошлакового (бездугового) процесса, основанного на выделении тепла при прохождении электрического тока через расплавленный шлак. Для устойчивого электрошлакового процесса нужна сравнительно глубокая шлаковая ванна, получить которую наиболее удобно при вертикальном положении оси шва и при значительной толщине металла.

Сварка одним электродом с неподвижной осью может производиться для металла толщиной 16—50 мм; при толщинах более 50—60 мм нужно увеличивать число электродов или сообщать электроду колебательные движения.

Сварка металла любой толщины производится без снятия фасок.

Электрошлаковая сварка может выполняться как на переменном, так и на постоянном токе.

Эффективность применения этого способа сварки возрастает с увеличением толщины свариваемого металла: при толщине 30—40 мм технико-экономические показатели примерно такие же, как и при многослойной автоматической сварке, при 100 мм — в 3—4 раза выше и при 300 мм — в 15—20 раз выше.

Об успешном применении электрошлакового метода сварки на Таганрогском заводе «Красный котельщик» доложил И. Д. Давыденко, остановившийся на технологии электрошлаковой сварки продольных и кольцевых швов барабанов котлов высокого давления.

Вопросам прочности сварных соединений был посвящен доклад доктора техн. наук, проф. Г. А. Николаева (МВТУ имени Баумана), который проанализировал все многообразные факторы, влияющие на прочность сварных соединений; конструкция изделия, степень совершенства расчетов действующих напряжений, выбранный основной и присадочный материалы, технология сварки. Докладчик указал на то, что малоуглеродистым сталям присущи упругопластические деформации, а легированным сталям, кроме того, структурные деформации. Способность к упругопластическим деформациям определяется принятой технологией сварки и формой конструкции, поэтому учет этих факторов в основном и предопределяет работоспособность конструкций. Главные факторы, ведущие к деформации сварного изделия, — это концентрация напряжений, умень-

шенне сечения шва и наличие пор. Остаточные напряжения после сварки не опасны для прочности при отсутствии концентраторов напряжений. Поэтому отжиг для устранения остаточных напряжений после сварки малоуглеродистых сталей толщиной до 50 мм не нужен.

Доктор техн. наук, профессор Н. О. Окерблом (Ленинградский политехнический институт имени М. И. Калинина) в докладе «Современное состояние проблемы сварочных деформаций и напряжений» указал на то, что проблема сварочных деформаций и напряжений, являясь одной из основных в сварочной технике, в значительной мере определяет прочность и работоспособность сварных конструкций и трудоемкость их изготовления.

В настоящее время можно считать установленным, что сварочные напряжения не снижают работоспособности сварных конструкций из малоуглеродистых и большинства низколегированных сталей при любом характере действующих нагрузок, в то время как реактивные напряжения могут заметно снизить работоспособность сварных конструкций, особенно при вибрационной и ударной нагрузках.

Расчетные методы определения деформации позволяют выбирать наиболее рациональный технологический процесс изготовления сварной конструкции. Таким образом, расчетные методы проектирования технологических процессов сварных конструкций способствуют повышению качества сварных конструкций, снижению затрат труда на производственные операции (подгонка, прирубка, правка и др.), сокращению сроков изготовления сварных конструкций, повышению производительности труда.

Выбирая последовательность сборки и сварки и осно-

вываясь на расчетном методе определения деформаций, можно исключить влияние реактивных напряжений.

Доклад «Влияние дефектов в сварных швах на статическую прочность» сделал научный сотрудник Института электросварки Г. В. Жемчужников. Докладчик разделил дефекты сварных швов на две группы: 1) поры и 2) трещины, непровары и шлаковые включения.

Поры благодаря своей форме и отсутствию острых углов являются менее резкими концентраторами напряжения, но могут значительно понижать пластичность металла. Трещины, непровары и шлаковые включения, являющиеся своего рода подрезами, могут вызывать очень высокую концентрацию напряжений.

Металл шва, сваренный ручной сваркой, более чувствителен к концентрации напряжений, чем металл автоматного шва. Поэтому применение автоматической сварки под флюсом — одно из мероприятий по борьбе с хрупкими разрушениями сварных конструкций. Другими мероприятиями являются: а) повышение культуры сварки; б) улучшение механических свойств металла шва при ручной сварке; в) разработка и применение рациональных конструкций сварных соединений с устранением поперечных швов и стыковых швов с накладками и г) усиление контроля качества сварных швов.

Современной аппаратуре для автоматической и полуавтоматической сварки был посвящен доклад канд. техн. наук П. И. Севбо, в котором он остановился на работах Института электросварки в этой области и на опыте применения в промышленности аппаратуры конструкции Института.

Инж. М. М. Полехин

## Николай Федорович Банин

20 сентября 1954 г. в возрасте 77 лет скончался один из старейших энергетиков СССР — инженер Николай Федорович Банин.

По окончании среднего учебного заведения в 1898 г. Н. Ф. Банин поступил в Киевский политехнический институт. В 1902 г. он был арестован по делу о студенческом революционном кружке, исключен из института и выслан.

В 1904 г. Николай Федорович поступил в б. Петербургский технологический институт, который окончил в 1913 г. со званием инженера-технолога.

С 1913 по 1916 г. Николай Федорович работал по монтажу котлов в Ленинграде, а с 1916 по 1919 г. — по надзору за силовыми установками управления водных путей Астраханского района. С 1919 по 1922 г. он работал в Главторфе.

В 1922 г. Николай Федорович перешел на руководящую работу по строительству и эксплуатации первых районных электрических станций — Шатурской и Каширской грэс, построенных по плану ГОЭЛРО.



Будучи первым начальником котельного цеха Шатургрэс, он много сделал в области освоения сжигания торфа.

Впоследствии, руководя монтажными работами в системе Мосэнерго, Н. Ф. Банин активно участвовал в работах по теплофикации и электрификации Москвы.

С 1934 г. до последних дней своей жизни Н. Ф. Банин работал в Орггрэсе по организации и рационализации эксплуатации районных электрических станций.

Наряду с глубокими знаниями и опытом в области строительства и эксплуатации крупных электрических станций Николай Федорович обладал широкой инженерной эрудицией в смежных отраслях техники.

За долготелюю и безупречную работу в Министерстве электростанций правительство наградило Николая Федоровича орденом Ленина и медалями Советского Союза.

Николай Федорович Банин был скромным и отзывчивым человеком и заслужил всеобщее к себе уважение. Светлая память о нем надолго сохранится в сердцах знавших его и совместно с ним работавших товарищей.

Группа товарищей.



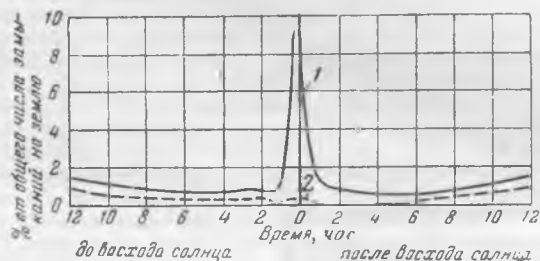
# ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

## Замыкания на землю по изоляторам в высоковольтных сетях

В журнале «Elektrotechnische Zeitschrift» от 1/IX 1952 г. (т. 73, № 17) появилась статья Н. Мейер с анализом повреждений от замыканий на землю по изоляторам в Баварской высоковольтной сети.

В электросети 110 кВ в 1931 г. ведется подробная статистика замыканий на землю<sup>1</sup>, которая в 1951 г. охватывала до 2900 км линий. Статистика велась и в годы войны, причем исключались замыкания, вызванные военными и всякими посторонними причинами. Из общего числа зарегистрированных 1500 замыканий 23,4% вызваны грозой, 31,8% произошли в период от 1 часа до восхода солнца и до 1 часа после восхода.

Особенно часто происходят замыкания за 1/4 часа до восхода солнца (см. рисунок), а также в послеобеденное и вечернее время летних месяцев (грозы). Замыкания на



Распределение замыканий в течение суток.

1 — все замыкания на земле; 2 — замыкания при грозах.

землю в зависимости от атмосферных условий распределяются следующим образом (анализ 800 перекрытий, для которых оказалось возможным установить атмосферные условия в районе поврежденной линии):

|   | Все перекрытия, % | Замыкания на восходе солнца, % |
|---|-------------------|--------------------------------|
| При грозе . . . . .                             | 25                | —                              |
| При осадках (дождь, снег) . . . . .             | 10                | 10,4                           |
| При тумане, большой влажности (парит) . . . . . | 15,5              | 32,1                           |
| При сильной облачности (пасмурно) . . . . .     | 26                | 32,1                           |
| При легкой облачности или ясном небе . . . . .  | 23,5              | 25,4                           |

Из анализа исключены неэлектрические причины, как то: посторонние воздействия, недостаточные электрические расстояния (большей частью во время бури или гололеда), дефект материалов и т. п.

К сожалению, в подавляющем большинстве случаев точное место перекрытия неизвестно (установлено только в 21 случае). Поэтому указать причины перекрытий (роса, туман и т. д.) можно только приблизительно, как данные о погоде на большой площади.

18 случаев перекрытия были описаны тем же автором в 1943 г.\*, из них 14 перекрытий произошли на восходе солнца.

Атмосферные условия при перекрытиях были следующие: в 14 случаях — туман или парение, в двух случаях — слабый дождь и в двух — ясно с легкими облаками. 13 опор из тех, на которых произошли перекрытия, стояли на ровном месте, большей частью вблизи леса. Почти всегда перекрытие на опорах происходило в местностях,

где особенно сильная влажность воздуха способствовала туманообразованию.

С перекрытых 18 опор были осторожно сняты гирлянды, чтобы не повредить имеющийся на их поверхности слой загрязнения, и исследованы в лаборатории. При этом было обнаружено, что загрязнение гирлянд очень слабое — пылью пахотной земли (или аналогичного происхождения). При искусственном увлажнении этих гирлянд в лаборатории получить перекрытие при рабочем напряжении не удалось. Автором статьи было отмечено, что перекрытия на восходе нельзя связать с коммутационными операциями. Таким образом, наблюдения 1943 г. не дали ясной картины возможных причин замыканий на землю на восходе солнца.

С тех пор установлено еще три места перекрытия. В этих случаях на основании непосредственного наблюдения определено установлено, что гирлянда в момент перекрытия была покрыта росой. Ни в одном случае не было замечено загрязнения поверхности. В двух случаях была перекрыта гирлянда из трех изоляторов (в виде сплошных стержней с двумя фарфоровыми юбками) с арматурой из крестообразных рогов на обеих ее сторонах и в одном случае — гирлянда из шести таких же изоляторов с рогами на обеих сторонах. Никаких повреждений гирлянд не произошло.

### Причины замыканий на землю

Большая часть замыканий на землю кратковременна<sup>2</sup>. Причину их нельзя отнести к коммутационным воздействиям, так как в Баварской сети перенапряжения этого рода невелики, что удалось установить по показаниям двух клидографов на линии, особенно часто подверженной перекрытиям. Поэтому причиной таких перекрытий может быть только снижение качества изоляции. Пробой одного или нескольких элементов исключается из рассмотрения, так как большинство линий оборудовано непробивающимися изоляторами. Следовательно, причиной перекрытия служит снижение поверхностных свойств изолятора.

Загрязнение тоже не является причиной перекрытия, так как линии не проходят ни вблизи промышленных районов, ни вблизи морского побережья, Н. Мейер считает подтверждением этого предположения то, что большинство перекрытий происходит около восхода солнца. Как известно, перекрытия в промышленных районах происходят обычно осенью, зимой и весной при тумане и резких изменениях температуры, поскольку слой загрязнения на поверхности изолятора под действием воды делается электрически проводящим. В сетях же Баварии большинство рассматриваемых перекрытий произошло летом.

В статье идет речь о перекрытиях при росе и тумане без загрязнения, поскольку в сетях Баварии опасность индустриального загрязнения существует только на отдельных, хорошо известных местах, которые легко контролировать. Наиболее же интенсивно перекрытия происходили на линиях, проходящих по местам, в которых часто бывает большая влажность, сопровождаемая теплом, и, следовательно, часто возникают туман и роса (болота, долины рек, влажные луга). Так, например, на одной двухцепной линии 110 кВ протяженностью 56 км, пересекающей несколько широких долин рек, с образованием росы и тумана перекрытия происходили особенно часто (на линиях подвешены гирлянды из трех элементов со сплошным стержнем и двумя фарфоровыми юбками). На этой линии произошло 25% перекрытий к общему числу, хотя, исходя из ее длины, следовало ожидать только 5%. Так как при этом часто происходили выпадения линии из-за двухфазных замыканий на землю, изоляция была увеличена до четырех элементов, после чего перекрытия уменьшились до нормальной пропорциональности.

<sup>1</sup> В Германии линии 110 кВ работают с изолированной нейтралью и с компенсированным емкостным током замыкания на землю. Поэтому замыкания на землю, вызванные переходящими причинами, кратковременны. Именно эти замыкания на землю и разбираются в статье Н. Мейер.

\* «Elektrotechnische Zeitschrift», т. 64, № 29/10, 7/X 1943.

<sup>2</sup> См. сноску 1.

Величина рабочего напряжения оказывает большое влияние на климатические обусловленные перекрытия. Автор статьи считает, что это связано главным образом с отложением пыли в местах повышенного градиента и неравномерностью распределения напряжения по длинным гирляндам.

### Механизм перекрытий при росе и тумане

В настоящее время гирлянды изоляторов выбираются так, что их мокроразрядное напряжение приблизительно на 10% превосходит испытательное<sup>3</sup>. Сухие места, защищенные юбками, определяют изолирующую способность гирлянды.

Изолятор, покрытый росой, ведет себя иначе. Ввиду того, что образуется сплошной проводящий мостик, вода нагревается токами утечки и испаряется в наиболее напряженных местах. На эти участки падает большое напряжение, вызывающее частичные перекрытия, которые могут при неблагоприятных обстоятельствах развиться в полное перекрытие по изолятору. На восходе солнца атмосферные условия меняются очень быстро. Изолятор, охладившийся за ночь, вступает в соприкосновение с теплым туманом, из которого выпадает большое количество росы на его поверхность. Поэтому в это время дня опасность перекрытия по поверхности изолятора наибольшая.

### Влияние формы поверхности изолятора

Наблюдения в Баварской сети показывают, что в местах, не имеющих значительных загрязнений, могут происходить перекрытия из-за тумана и росы. Части поверхности изолятора, обращенные кверху, постоянно очищаются дождем, на частях же, обращенных книзу, всегда остается пыль, иногда мало заметная невооруженным глазом. При возникновении росы там образуется раствор, проводимость которого при неблагоприятных обстоятельствах служит источником перекрытий по поверхности.

Таким образом, удовлетворительные мокроразрядные характеристики при стандартном дожде еще не дают гарантии успешной работы изолятора при дожде и тумане вообще.

Следует ожидать, что конструкции изоляторов, в которых относительно большая часть поверхности доступна смывающему действию дождя, будет лучше вести себя при тумане.

С этой точки зрения форма поверхности стержневого изолятора благоприятнее, так как у него недоступно дождю

<sup>3</sup> В Германии нормируется испытательное напряжение под дождем.

около 48% поверхности, в то время как в тарелочных изоляторах и изоляторах со сплошным стержнем — около 55%. Кроме того, благоприятно сказывается меньшее расстояние между юбками в стержневом изоляторе, так как брызги, отражающиеся от верхней поверхности юбок, смывают загрязнение с нижней части вышележащей юбки лучше, чем в тарелочных изоляторах. Кроме того, благоприятно само по себе наличие большого числа малых юбок, что разбивает разрядный путь и дуги частичного перекрытия на малые участки. Частичное перекрытие одного большого участка в изоляторе тарелочного типа или изоляторе со сплошным стержнем с большей вероятностью вызовет перекрытие, чем частичное перекрытие малого участка в стержневом изоляторе. Опыт эксплуатации стержневых изоляторов в Баварской сети 110 и 220 кв благоприятен.

Интересны замечания по рассматриваемой статье в швейцарском журнале Bull. ASE за 1952 г. № 21, где автор реферата указывает, что в сетях Aare Tessin A. G. раньше также случалось очень много замыканий на восходе солнца. В настоящее время после проведения описанных ниже мероприятий уже не отмечается повышенного числа перекрытий в эти часы.

По наблюдениям более чем за 15 лет было установлено, что птицы в момент восхода солнца и незадолго до него охотно садятся на траверзы опор, и после возникновения перекрытия обычно улетают без травмы. В связи с этим на траверзах, над поддерживаемыми гирляндами были установлены острые зубцы, и с тех пор птицы меньше стали располагаться на этих местах. Вместо зубцов с одинаковым успехом применяется установка расплеченного конца троса. В связи с этим референт Bull. ASE запросил автора статьи о наблюдениях в Баварской сети по «птичьим» перекрытиям и получил ответ, что за исключением очень небольшого числа случаев таких перекрытий не было отмечено.

Однако, учитывая большую разветвленность электрической сети Баварии, трудно доказать, что по крайней мере в некоторых случаях птицы не являются причиной перекрытия на восходе солнца.

Вероятнее всего обе причины — роса, связанная с некоторым загрязнением поверхности, а также птицы — могут быть причиной перекрытия на восходе солнца.

Канд. техн. наук Е. В. Калинин

### ОТ РЕДАКЦИИ

*Перекрытия, описанные в обзоре, представляют интерес для энергетиков Советского Союза в связи с тем, что аналогичные перекрытия отмечались и у нас в сетях Северного Кавказа и Узбекистана.*



## КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

**И. М. Маркович, Энергетические системы и их режимы, Госэнергоиздат, 1952, 310 стр.**

Книга доктора техн. наук И. М. Марковича «Энергетические системы и их режимы» является первой в нашей и зарубежной литературе, освещающей всю совокупность большого и сложного круга вопросов, относящихся к режимам энергетических систем. К несомненному достоинству книги относится наличие в ней материалов, отражающих большой практический опыт автора, крупного специалиста в области режимов энергетических систем. Она окажет большую помощь персоналу электростанций, сетей, производственных служб и управлений энергосистем.

Книга состоит из двух основных частей.

В первой части, имеющей восемь глав, автор поставил задачу изложить материал в простой форме, поясняющей физическую сущность сложных явлений в системах. Эти главы автор стремился сделать полезными и необходимыми не только для инженеров, работающих в области режимов энергетических систем, но и для работников электростанций, сетей и управлений энергосистем.

Во второй части, состоящей из одной главы, излагаются некоторые теоретические вопросы, даются методы расчетов и приводятся примеры расчетов. Эту часть книги автор предназначает для лиц, специально занимающихся

вопросами режимов энергосистем, т. е. для работников служб и групп режимов энергосистем.

Гл. 1 «Энергетические системы и их элементы» посвящена в основном структуре энергосистем, особенностям их технологического процесса, характеристикам их элементов, особенностям энергосистем Советского Союза и целесообразности объединения отдельных систем в более крупные. В этой же главе очень коротко рассматриваются вопросы проектирования развития энергосистем и их классификации.

К недостаткам данной главы можно отнести:

- 1) отсутствие соображений о целесообразности объединения станций в систему;
- 2) введение не совсем удачного и в дальнейшем ненужного понятия о «входе» и «выходе» элемента;
- 3) отсутствие характеристик отдельных элементов и понятие об их физической сущности.

Важный вопрос проектирования энергосистем рассматривается настолько коротко, что вряд ли он в таком виде будет полезен для читателя. С мнением автора о возможности постановки вопроса разделения на части крупной энергосистемы (на некоторой более высокой стадии ее развития) трудно согласиться, так как с развитием систем и с созданием в результате единой государственной системы, к которой в настоящее время идет наше социалистическое



энергетическое хозяйство, повышаются рентабельность и экономичность хозяйства.

Поскольку данная глава (менее 5% объема книги) рассматривает вопросы энергосистем очень коротко, она, по существу, является вводной частью к последующим главам.

В гл. 2 даются понятия об установившихся и переходных режимах; приводится ряд примеров, поясняющих и характеризующих состояние отдельных элементов системы; достаточно подробно рассматриваются требования, которым должны отвечать режимы системы и ее отдельные вены.

Рассматривая требования надежности работы энергосистемы, автор приводит сравнение надежности системы с прочностью тела, а явление нарушения устойчивости объясняет как процесс «текучести» тела. Можно было бы достаточно ясно осветить этот вопрос без проведения такой параллели с явлениями механики, тем более, что рассмотрение физических явлений с позиций более простой науки о механике, как известно, может привести к ошибочным выводам. При рассмотрении вопроса максимальной экономичности режима указывается на то, что установленная система учета работы энергосистемы препятствует правильному решению данного вопроса. Постановка вопроса в таком виде, по мнению рецензента, является не совсем верной. Вопросы о факторах, препятствующих в некоторых случаях созданию экономичного режима, в данной книге ставить не следовало бы, поскольку этот вопрос является спорным и полностью не решенным.

Гл. 3 и 4 посвящены вопросам надежности работы энергосистемы. В них рассматриваются следующие вопросы: схемы соединения элементов системы, динамическая и статическая устойчивость, ограничение токов короткого замыкания, нагрузка элементов системы, расчеты потоков распределений, резервы мощности, системная автоматика, системные аварии и борьба с ними. Наиболее подробно рассматриваются вопросы статической и динамической устойчивости. Протекание процессов в энергосистеме и физические явления устойчивости даются довольно в простом и ясном изложении. Автор убедительно показывает, что после отключения короткого замыкания, напряжение в некоторых точках системы может оказаться пониженным (даже при сохранении нормальных или близких к ним напряжений на электростанциях) и в связи с этим может произойти нарушение устойчивости.

По материалу данных глав имеется ряд замечаний; так, в важном разделе, посвященном схемам соединений энергосистем, не указывается, как должны разрабатываться эксплуатационные схемы на основе требований гибкости, скорости ликвидации аварий, селективности работы релейной защиты, надежности питания потребителей и собственных нужд электростанций и т. д. Не рассматривается в этом разделе также и методика разработки схем на осенне-зимний и весенне-летний периоды.

Неудачно и не совсем ясно освещен вопрос о запасах устойчивости. Так, в § 3-3«б», посвященном специальному вопросу запаса статической устойчивости, даются величины запасов (15—20% — для нормального и 5% — для аварийного режимов) без указания параметров, по которым они должны браться. Возвращаясь к этому вопросу в § 3-3«г» «Мероприятия по обеспечению статической устойчивости» и § 3-3«д» «Статическая устойчивость послеаварийного режима», без доказательств и обоснований рекомендуется: для нормального режима иметь запас не менее 15% по углу и не менее 5% по напряжению (стр. 77), а в послеаварийном режиме рекомендуется брать запас не по углу, а по мощности генератора (без указаний, какого) в размере 10% и по напряжению 3% (стр. 80). Неясно также, для какого режима возбуждения должен вычисляться запас устойчивости послеаварийного режима, т. е. нужно ли исходить в данном случае из повышенного возбуждения, имеющего место в первый момент возникшей перегрузки генератора, или исходить из возбуждения, которое будет после ликвидации персоналом токовой перегрузки машин.

Рекомендации по установлению правильного режима по устойчивости даются только для случая работы генератора на шины бесконечной мощности. Для сложной системы этот вопрос, имеющий большее практическое значение, к сожалению, не рассматривается.

При освещении вопроса о практических критериях статической устойчивости не дается подтверждений равносильности их общему строгому критерию П. С. Жданова и объяснений об учете постоянных инерции при применении практических критериев. Неясность изложения этих

вопросов вызвана отчасти тем, что не дано разъяснений о различии понятий статической устойчивости и статических пределов мощности, хотя бы для энергосистемы, имеющей две станции.

Вопрос выбора расчетной аварии при решении динамической устойчивости автор рассматривает как решение вопроса о запасе динамической устойчивости. С такой постановкой вопроса трудно согласиться, ибо запас определяется соотношением величин, характеризующих предельный и допустимый режимы, а не выбором расчетной аварии. Нельзя также согласиться с положением, что если для ответственного элемента сети не представляется возможным обеспечить время отключения поврежденного элемента, исходя из сохранения устойчивости при трехполюсном коротком замыкании, то следует обеспечить время, определяемое динамической устойчивостью при двухполюсном коротком замыкании на землю.

Совершенно очевидно, что если для ответственного элемента действительно нужно обеспечить устойчивость при трехполюсном коротком замыкании, то при невозможности выполнить это требование необходимо в первую очередь обеспечить минимально возможное время, определяемое установленной аппаратурой и защитой, и одновременно принять меры по введению более действующей защиты и аппаратуры. Кроме того, вряд ли целесообразно исходить из условий сохранения устойчивости при трехполюсном металлическом коротком замыкании даже на ответственном элементе, так как такой вид короткого замыкания бывает очень редко, а инженерные методы расчетов динамической устойчивости дают преуменьшенное время отключения.

В формуле мощности (§ 3-2«г»)

$$P = \frac{EU}{x_{12}} \sin \delta$$

не разъясняется, какая э. д. с. генератора  $E$  должна приниматься постоянной и какое сопротивление генератора входит в  $x_{12}$ .

Следовало бы указать, что в этой приближенной формуле принимается э. д. с.  $E'$  за переходным сопротивлением генератора  $x_d'$ , а угол взят между  $E'$  и  $U$ .

Нельзя согласиться с высказыванием, что асинхронный режим в некоторых случаях может быть нежелательным (стр. 59).

Этот режим не желателен во всех случаях и поэтому должны приниматься меры, исключающие его появление.

Вопросы о резервах мощности, потокораспределении и нагрузках элементов энергосистемы рассматриваются более сокращенно и менее конкретно, чем вопросы устойчивости. Так, например, вопрос о резервах мощности рассматривается главным образом с точки зрения его необходимости и места размещения, конкретных же данных, которые могли бы быть использованы в практической работе, не приводится. Говоря о резервах в сетевых устройствах, автор без достаточных обоснований дает рекомендации, отличные от рекомендаций Правил технической эксплуатации. Для каждого, например, потребителя (независимо от категории его надежности) рекомендуется иметь питание как минимум по двум каналам, каждый из которых рассчитан на передачу полной мощности.

Допустимые нагрузки на элементы системы рассматриваются также в общей, неконкретной форме, без указаний факторов, влияющих на допустимую нагрузку. Не дается, например, зависимость токовой нагрузки генератора от температуры входящего воздуха, напряжения и т. д.

Формула определения напряжения (стр. 96)

$$U_{\kappa} = \sqrt{U_n^2 - 2(Pr - Qx)^2}$$

дается как приближенная, а формула

$$U_{\kappa} = \sqrt{\left(U_{\kappa} - \frac{Pr + Qx}{U_{\kappa}}\right)^2 + \left(\frac{Px - Qr}{U_n}\right)^2}$$

как точная. В действительности обе формулы являются точными, только первая применима в расчетах по средним потокам мощности, а вторая по потокам начала или конца передачи.

В § 4-5 «Системная автоматика» рассматривается главным образом релейная защита. Автоматическая разгрузка по потоку мощности и разгрузка по напряжению,

рекомендуемая к установке в следующем § 4-6, не рассматриваются. Было бы полезно в этом разделе рассмотреть эти виды автоматической разгрузки и подчеркнуть, что они являются временными автоматическими устройствами, устанавливаемыми до ликвидации узкого места, вызванного слабыми связями или недостатком реактивной мощности.

Гл. 5 рассматривает вопросы качества частоты и напряжения. В ней автор правильно отмечает следующие важные моменты, мало освещенные в литературе:

1) при дефиците реактивной мощности ответвления низковольтных трансформаторов в основной сети системы должны быть установлены в верхнее положение (с целью увеличения коэффициента трансформации), что повышает напряжение в сети высшего напряжения и у потребителя;

2) во избежание зарегулирования напряжения уставки на АВР должны быть повышены перед ожидаемым подъемом нагрузки системы.

В этой главе приводятся цифры допустимых отклонений на частоты и напряжения, отличающиеся от цифр, указанных в «Правилах технической эксплуатации». Так, вместо  $\pm 0,5$  гц дается  $\pm 0,4$  гц; вместо допустимого отклонения напряжения для асинхронных двигателей —  $5\% \div +10\%$  дается  $-7,5\% \div +5\%$  (стр. 139).

Определение необходимых сложений в узловых точках системы рассматривается простым методом, требующим совместного решения  $(2n + k - 1)$  уравнений и не имеющих практического применения. Рассматривать такой метод не было необходимости вообще и тем более в данной главе, предназначенной, как и все главы, кроме девятой, для широкого круга читателей.

Важный вопрос о регулировании напряжения при недостатке мощности при помощи ответвлений трансформаторов рассматривается не совсем ясно и полно. Для лучшего понимания было бы желательно осветить этот вопрос с применением графиков, разъясняющих его физическую сущность.

Гл. 6 посвящена экономичности режимов энергосистемы. В первых трех разделах этой главы приводится строгая теория распределения активной нагрузки системы между электростанциями по методу относительных приростов, или, правильнее, как отмечает автор, по методу удельных приростов. Было бы целесообразнее изложить сущность экономичного распределения нагрузки в более простой, доходчивой форме для широкого круга читателей. То же можно сказать и в отношении раздела, освещающего вопрос экономичного распределения реактивных мощностей. В этом разделе следовало бы пояснить и доказать на простом примере, что минимум потерь активной мощности в системе от потоков реактивной мощности достигается в том случае, если реактивные нагрузки распределяются в сети обратно пропорционально активным сопротивлениям ее элементов.

При рассмотрении мероприятий повышения коэффициентов мощности установок следовало бы рассмотреть пример, показывающий целесообразное размещение в системе компенсирующих устройств. Пример вычисления окупаемости затрат по заданным цифрам можно было бы не приводить, поскольку он элементарно прост и не вскрывает сущности вопроса.

В разделе снижения потерь энергии указывается, что признаком необходимости усиления сети является превышение экономической плотности тока. Из этого мнения автора следует, что в запроектированной сети все новые и существующие линии должны отвечать установленным нормам экономической плотности тока. Такая установка на проектирование сетей по мнению рецензента дана быть не может. Совершенно естественно, что нужно стремиться проводить развитие сети в таком направлении, чтобы все старые линии были загружены в соответствии с экономической плотностью тока. Но ставить перед проектирующими обязательное требование загрузки всех старых линий по экономической плотности тока недопустимо по ряду соображений.

При рассмотрении вопроса экономичного распределения активной нагрузки между гидростанциями излишне приводятся два сложных метода, не имеющих (по мнению самого же автора) практического значения. С рекомендацией распределения нагрузки по удельным приростам между гидростанциями, не имеющими ограничений по суточной

выработке или суточному расходу воды, можно согласиться при условии, если за данные сутки не будет сброса неиспользованной воды через плотины и если в последующие сутки возникнут ограничения по расходу воды. В гл. 7 имеются повторения вопросов, изложенных в предыдущих главах. Новым материалом в данной главе являются автоматизация регулирования частоты и обменных потоков мощности.

В гл. 8 излагается опыт автора по экспериментальному определению некоторых параметров и режимов энергосистемы. Вопрос о проведении экспериментов в системе является очень важным, поэтому было бы целесообразно изложить его более полно. В приведенной здесь формуле постоянной инерции имеется опечатка, заключающаяся в том, что в знаменателе упущен коэффициент крутизны  $k_n$ .

В гл. 9 излагаются главным образом методы расчета режимов. Для расчета токов короткого замыкания приведены кривые затухания для генераторов с регуляторами, применимость которых в настоящих условиях, когда на подавляющем большинстве генераторов имеется токовое компаундирование с коррекцией напряжения, не доказана.

Недостатком данной главы является:

1) отсутствие указаний о точности и практической приемлемости приведенных методов расчета;

2) большинство формул приводится без выводов и ссылок на литературу, по которым можно было бы установить условия и выяснять допущения, сделанные при выводах формул.

Приходится отметить, что книга И. М. Марковича, хорошо излагающая ряд важных вопросов, имеет следующие недостатки.

1. Нет строгости и системы в плане построения излагаемого материала. Так, например:

а) в разделе статической устойчивости включены вопросы, не имеющие отношения к его наименованию (автоматическая разгрузка по частоте, асинхронный режим, самосинхронизация, автоматическое деление энергосистемы);

б) гл. 6, посвященная экономичности режима энергосистемы, излагает материал, имеющий большее отношение к специалистам этого вопроса, чем к широкому кругу читателей;

в) о коэффициенте запаса статической устойчивости говорится в нескольких параграфах: 3-3«б», 3-3«г» и 3-3«д»; г) изложение материала начинается со сложных вопросов без изложения основ и сущности теории вопроса, часто, например, излагаются критерии статической устойчивости без изложений основ теории устойчивости и т. д.

2. Изложенный материал не дает четкого и ясного представления о порядке и способах разработки режимов энергосистемы, требующей решения большого и сложного комплекса вопросов. Так, например, не указывается, как решается вопрос регулирования напряжения в сочетании с вопросами разработки эксплуатационных схем, распределение реактивных мощностей между электростанциями и т. д.

3. Часто не указывается, какой и почему должен применяться тот или иной способ решения задачи. Например, давая несколько методов расчета потоков распределения, автор не указывает, когда лучше применять тот или иной метод и какие погрешности могут давать рассматриваемые методы.

4. Большинство вопросов часто излагается без иллюстрации графиками, что затрудняет чтение материала, предназначенного главным образом для широкого круга читателей.

Указанные замечания не снижают ценности книги. Можно надеяться, что в следующем издании этой важной книги будут устранены отмеченные недостатки и она в дальнейшем явится не только руководством для инженеров, но и учебным пособием для студентов энергетических вузов.

Канд. техн. наук Д. Е. Трофименко

Автор считает естественным, что в его труде, который, по заявлению самого рецензента, является первой книгой в нашей и зарубежной литературе по режимам энергетических систем, могут содержаться недостатки как в общей компоновке материала, так и в изложении отдельных вопросов. Поэтому автор с благодарностью принимает ряд ценных критических замечаний рецензента, имеющего собственный опыт по режимной работе в крупной энергосистеме.

Однако с некоторыми замечаниями автор не может согласиться.

В гл. 1 действительно отсутствуют соображения о целесообразности объединения электростанций в энергосистему, но эти соображения достаточно полно изложены в «Введении» (стр. 3—4). Повторение этих соображений в гл. 1 поэтому нецелесообразно.

Явление «текучести» может иметь место в энергетических системах в режиме, предельном по статической устойчивости. Поэтому рецензент неправильно возражает против использования такого образного выражения, которое к тому же вполне понятно читателям. Таких образных выражений, заимствованных из механики, можно найти немало в книгах, посвященных вопросам устойчивости энергетических систем, и применение их не приводит к недоразумениям.

Следует принципиально возразить против утверждения рецензента о том, что спорные или «еще не полностью» решенные вопросы нельзя рассматривать в книгах. Научная дискуссия, как известно, справедливо считается одним из методов, способствующих развитию науки. Поэтому рецензенту следовало бы лучше указать, в чем неправ автор книги в критике недостатков существующей системы учета экономических показателей работы энергосистем, а не ограничиваться «запрещением» рассматривать этот вопрос.

Рекомендации по установлению правильного режима по устойчивости в сложной системе не отсутствуют: они имеются в книге (стр. 77—78).

Подтверждение равноценности, при известных условиях, практических критериев статической устойчивости и критерия П. С. Жданова не дается автором сознательно ввиду того, что объем книги не позволил привести доказательства этого положения, опубликованного в статье автора совместно с С. А. Саваловым, на которую дана ссылка в книге.

Неправ рецензент и в вопросе о запасе динамической устойчивости. Этот запас правильнее определять именно по типу расчетной аварии, при которой еще сохраняется динамическая устойчивость, а не по соотношению мощностей предельного и действительного режимов.

Если, например, предел передаваемой мощности по условиям динамической устойчивости при однополюсном коротком замыкании в какой-либо промежуточной точке

передачи вдвое превышает передаваемую мощность, то говорит ли эта величина что-либо о действительной надежности работы передачи? Нет, не говорит. Если же, например, указать, что при заданной мощности передачи динамическая устойчивость сохраняется, но находится на пределе при двухфазном коротком замыкании на землю в наиболее неблагоприятной точке передачи, отключением с заданным временем, то это действительно характеризует надежность работы передачи по условиям динамической устойчивости, т. е. запас динамической устойчивости.

В формуле мощности в § 3 «г» нет конкретных указаний о том, какую э. д. с. в генераторе необходимо считать неизменной и каким реактивным сопротивлением замещается генератор в схеме соединений, потому что в этом разделе автор только иллюстрирует использование метода площадей в его простейшей форме (при синусоидальной зависимости электромагнитного момента), а не излагает расчетного метода.

Рецензент серьезно заблуждается утверждая, что формула для напряжения

$$U_{\kappa} = \sqrt{U_n^2 - 2(Pr - Qx)}$$

является точной. В этой формуле не учтена поперечная слагающая падения напряжения и поэтому она не является точной.

В гл. 5 автор привел  $(2n + k - 1)$  уравнений режима сложной системы лишь для того, чтобы дать читателю представление о путях точного аналитического решения задачи по определению напряжений узловых точек системы. Кстати, эти уравнения решаются на расчетных моделях при установлении режима методом подбора.

Опечаток в формулах (8-1) и (8-2) нет. Они совершенно правильны при выбранных автором единицах. В этом можно убедиться, сопоставляя их с формулой (9-77).

Значительное количество замечаний рецензента связано с отсутствием тех или иных материалов в книге. Ввиду ограниченности объема книги автор, конечно, не мог излагать теорию устойчивости, давать подробные рекомендации по разработке режимов и эксплуатационных схем, рассматривать характеристики отдельных элементов энергосистемы и, в частности, характеристики зависимости токовой нагрузки генераторов от температуры входящего воздуха и т. п.

Предложенный автором объем книги был сокращен издательством почти вдвое, что вынудило его отказаться от изложения тех материалов, которые он считал менее важными.

Ряд других правильных замечаний рецензента будет учтен автором в случае переиздания книги.

Доктор техн. наук И. М. Марнович



## Содержание журнала „Электрические станции“ за 1954 г.

### I. Общие вопросы эксплуатации

|   |   |
|---|---|
| <p><b>Аврух А. Я.</b>— Анализ выполнения плана себестоимости электрической и тепловой энергии VIII 21</p> <p><b>Вайнштейн Л. М.</b>— О режимах работы электрооборудования собственных нужд тепловых электростанций XII 31</p> <p><b>Вознесенский А. А.</b>— Метод наивыгоднейшего распределения нагрузок между двумя агрегатами IV 16</p> <p><b>Галактионов А. С.</b>— Секционирование в схемах электрических соединений IX 30</p> <p><b>Гальцев В. И. и Смирнов Б. Н.</b>— Определение экономичности дымососных установок III 11</p> <p><b>Дзевенский А. Я.</b>— О совместном рассмотрении графиков активных и реактивных нагрузок при электротехнических расчетах VII 34<br/>VIII 64</p> <p><b>Купцов А. П.</b>— Пути повышения экономичности тягодутьевых установок VII 17</p> <p><b>Мусатов Т. П.</b>— Об организационной структуре электросетей I 37</p> | <p><b>Н. А.</b> (рефер.)— Некоторые особенности электростанции Астория (Энергохозяйство за рубежом) V 61</p> <p><b>О</b> глухом присоединении трансформаторов собственных нужд к цепям генераторов на гидроэлектростанциях (Хроника Техуправления Министерства) IV 54</p> <p><b>Об</b> организации обслуживания районных подстанций (Обсуждение статьи В. М. Кедрина, «Электрические станции», 1952, № 9) II 36</p> <p><b>Об</b> устройстве аварийного освещения в нефтенасосных электростанциях, работающих на жидком и твердом топливе (Хроника Техуправления Министерства) IV 54</p> <p><b>О</b> повышении надежности работы электроустановок потребителей в случаях кратковременных снижений напряжения (Хроника Техуправления Министерства) XII 51</p> <p><b>Пакшвер В. Б.</b>— Открытые и полукрытые тепловые электростанции (Энергохозяйство за рубежом) VIII 61</p> <p><b>Он же</b>— Электростанция с параметрами пара 165 ата, 593°С (Энергохозяйство за рубежом) X 61</p> |
|---|---|

1 Римскими цифрами показаны номера журнала, арабскими цифрами — номера страниц.

|  |      |    |  |    |    |
|--|------|----|--|----|----|
| Передовая — Повысить знания «Правил технической эксплуатации»  | IV   | 3  | Каспaryн Б. Н.— Применение инвентарной металлической опалубки для сооружения железобетонных емкостей (Обмен строит.-монтажн. опытом)     | X  | 48 |
| Передовая — Улучшить технико-экономические показатели электростанций   | VII  | 3  | Киктенко Н. А.— Применение железобетонных сборных фундаментов под металлоконструкции открытых подстанций (Обмен строит.-монтажн. опытом) | I  | 48 |
| Передовая — Улучшить эксплуатацию электростанций и сетей   | VIII | 3  | Котельников Д. А.— Универсальная инвентарная опалубка для фундаментов под турбоагрегаты  | IX | 21 |
| Серебрянников В. Н.— Определение показателей для диспетчерского выбора очередности загрузки турбоагрегатов           | XII  | 6  | Крикунчик А. Б.— Удешевление и индустриализация сооружения подстанций  | II | 20 |
| Совещание по механизации ремонтных работ (Хроника)   | II   | 58 | Лазарев Г. А.— Применение асбоцемента для стыков чугунных водопроводных труб (Обмен строит.-монтажн. опытом)                             | X  | 48 |
| Совещание в Баку по централизованному ремонту энергооборудования тепловых электростанций (Хроника)                   | III  | 63 | Он же — Асбоцементные кровельные покрытия (Обмен строит.-монтажн. опытом)  | XI | 50 |
| Совещание районных инженеров-инспекторов по эксплуатации (Хроника)   | I    | 60 | Логунов Ф. Г.— Монтаж электрофильтров крупными блоками   | X  | 21 |
| Сыромятников И. А.— Значение синхронных электродвигателей для экономичной и надежной работы энергосистем (Дискуссия) | VII  | 39 | Марки стали для изготовления крепежа (Хроника Управления капстроительства)   | I  | 60 |

## II. Общие вопросы проектирования, строительства и монтажа

|  |      |    |   |      |    |
|--|------|----|---|------|----|
| Аверьянов П. Д.— Модернизированный бетононасос Б-15М (Обмен строит.-монтажн. опытом)   | I    | 46 | Никольский С. Ф.— Бесконтейнерная перевозка стеновых материалов (Обмен строит.-монтажн. опытом)   | II   | 44 |
| Альтерман Л. Я.— Из опыта монтажа порталного крана-углеперегрузателя (Обмен строит.-монтажн. опытом)   | VII  | 49 | Он же — Из опыта применения вибропогрузателей (Обмен строит.-монтажн. опытом)   | XII  | 38 |
| Бакшт С. П.— Увеличение грузоподъемности башенного крана БК-25-48 на больших вылетах (Обмен строит.-монтажн. опытом)   | XI   | 52 | Осовик Б. А. и Элинзон М. П.— Использование шлаков и золы электростанций в современном строительстве  | VIII | 30 |
| Бендерский И. И. и Сапожников З. А.— О количестве расчалок для мачтовых кранов (Обмен строит.-монтажн. опытом)   | VII  | 53 | Передовая — За улучшение проектирования электростанций  | III  | 3  |
| Бетанели И. Д., Компаниони Ж. И., Мгебришвили И. М., Момцелидзе М. А., Немсадзе М. И. и Чоговадзе Г. И.— Об инвентарном сборно-разборном бетонном заводе с двумя бетономешалками С-158 (Обмен строит.-монтажн. опытом) | VI   | 48 | Передовая — Поднять темпы строительства энергетических предприятий  | VI   | 3  |
| Божко Л. Ф.— Использование автопогрузчиков на монтажных работах (Обмен строит.-монтажн. опытом)  | V    | 52 | Передовая — За дальнейшее наращивание темпов и снижение стоимости строительства   | X    | 3  |
| Бржозовский В. Ф., Гудкевич Л. А., Роголин А. О., Слоущер К. М. и Фролов П. М.— Блочный котел производительностью 90 т/час   | XI   | 21 | Передовая — Неустанно совершенствовать действующее тепломеханическое оборудование электростанций  | XII  | 3  |
| Булгаков В. В.— Трудоемкость монтажа котельных агрегатов в зависимости от блочности конструкций  | XII  | 19 | Петренко Г. М.— Безопалубочное бетонирование фундаментов подстанций (Обмен строит.-монтажн. опытом)   | XII  | 40 |
| Гельман Л. С.— О новых принципах конструирования и компоновки подстанций (Заметки и письма)  | VI   | 59 | Совещание по электроснабжению строительства крупных гидростанций (Хроника)  | VII  | 58 |
| Гладушко В. И.— Химически стойкие покрытия (Обмен эксл. опытом)  | X    | 51 | Совещание по новой технике и организации тепло-монтажных работ (Хроника)  | X    | 59 |
| Голофтеев К. Г. и Дукач И. М.— Монтаж полноповоротного башенного крана марки БК-403 двумя мачтами (Обмен строит.-монтажн. опытом)  | V    | 48 | Соснин Н. В. и Якобсон С. С.— Электродуговая сварка труб малых диаметров  | V    | 31 |
| Гончаров А. Н.— Унифицированные монтажные электрические лебедки, полиспастные блоки и домкраты (Обмен строит.-монтажн. опытом)   | VIII | 49 | Тер-Ованесов Г. С.— Об устранении повышенных вибраций консольных площадок фундаментов под турбогенераторы (Обмен строит.-монтажн. опытом)             | IV   | 43 |
| Гуревич С. Л. и Довгер Ф. Ф.— Инвентарные сборно-разборные временные здания для строительства тепловых электростанций  | VI   | 25 | Фарбер Б. Д. и Цукерман П. В.— Изготовление крупных шлакобетонных блоков по новой технологии  | IV   | 19 |
| Гуревич С. Л. и Руманов А. З.— Применение грунтометательной машины для механизации процесса обратной засыпки грунтом   | VIII | 26 | Шадурский О. С.— Монтаж блоков жесткой арматуры каркаса главного корпуса электростанции жесткооперными деррик-кранами (Обмен строит.-монтажн. опытом) | II   | 43 |
| Гуревич С. Л. и Лихтенштейн Л. Г.— Стойменные показатели строительства тепловых электростанций   | IX   | 18 | Черепнин Н. Е.— Рациональное использование крана ДИП (Обмен строит.-монтажн. опытом)  | I    | 47 |
| Дубинский Л. П., Щербань А. И. и Ящук К. С.— О статье инж. Белоголова «Опыт энергоснабжения крупного строительства» (Заметки и письма)   | III  | 59 | <b>III. Топливо, его хранение и транспорт, приготовление и сжигание</b>   |      |    |
| Егерман У. Ф.— Централизованное приготовление и пневмоподача обмуровочного раствора и теплоизоляционной массы (Обмен строит.-монтажн. опытом)  | VI   | 46 | Берлинер М. А. и Соколов В. С.— Определение влажности угольной пыли электрическим влагомером  | XI   | 11 |
| Ирлахман Я. А.— Применение тракторов вместо «якорей-мертвяков» при перевозке трансформаторов (Обмен эксл. опытом)  | VIII | 58 | Большаков В. А., Мейклер М. В. и Некрашенко П. Н.— Пламенная горелка для АШ (Обмен эксл. опытом)  | XI   | 55 |
| Каменецкий С. П.— Типовой проект тепловой изоляции электростанций  | III  | 21 | Бутин Б. С.— Эксплуатация схемы пылеприготовления с полным сбросом сушильного агента через холодные горелки (Обмен эксл. опытом)                      | I    | 50 |
| Кардаш Е. Г. и Соколов В. С.— Прибор для контроля содержания грунта в пульве   | II   | 18 | Вихлянцева П. Г.— Повышение работоспособности подвесных сепараторов (Обмен эксл. опытом)  | VI   | 54 |
|  |      |    | Дубовский И. Е.— Сжигание фрезерного торфа в топках котлов высокого давления  | VII  | 6  |
|  |      |    | Егерман У. Ф.— Скиповый подъемник для загрузки шаров в мельницы (Обмен эксл. опытом)  | III  | 51 |
|  |      |    | Иванов Г. Б., Иванов Д. В. и Коломейцев Н. С.— Ангренский бурый уголь (Обмен эксл. опытом)  | VII  | 54 |
|  |      |    |   | X    | 64 |

|  |      |    |
|--|------|----|
| Ковтуненко Н. П.— Механизация выгрузки и про-<br>сеивания шаров углеразомольных мельниц (Об-<br>мен эксл. опытом)  | XII  | 43 |
| Козлов Б. Н.— Уменьшение пыления на тракте<br>топливоподачи (Обмен эксл. опытом)                                   | X    | 51 |
| Корницкий С. Я.— О классификации котельных<br>топлив   | VIII | 6  |
| Королев В. М. и Татищев С. В.— О расчете соп-<br>лового пневматического заброса топлива                            | VI   | 6  |
|  | VII  | 64 |
| Кутман Б. Л.— Об усовершенствовании шаровых<br>барабанных мельниц (Обмен эксл. опытом)                             | VIII | 54 |
| Лужнов М. И. и Тютрин А. П.— Реверсивный<br>скребковый питатель для сланца (Обмен эксл.<br>опытом)                 | I    | 51 |
| Переяславец Н. А. и Ривкин С. А.— Новая схе-<br>ма воздушных линий гидрозолоудаления                               | IX   | 26 |
| Пупко В. С. и Селивончик Ф. В.— Обеспылива-<br>ние тракта топливоподачи (Обмен эксл. опы-<br>том)                  | VIII | 53 |
| Рубен А. К.— Улучшение работы подвесных маг-<br>нитных сепараторов (Обмен эксл. опытом)                            | IV   | 48 |
| Селивончик Ф. В.— Механический пробоотборник-<br>отсекатель для фрезерного торфа                                   | IV   | 13 |
| Фидельман Н. Л. и Фидельман П. Л.— Закрыва-<br>ющие люков вагонов типа «Гондола» тельфером<br>(Обмен эксл. опытом) | I    | 53 |

#### IV. Котлы и котельное оборудование

|  |      |    |
|--|------|----|
| Акользин П. А. и Ратнер А. В.— Межкристаллит-<br>ная коррозия металла барабанов и труб котлов<br>высокого давления   | I    | 6  |
| Бычковский А. Л. и Хайкин И. Б.— Регулирова-<br>ние перегрева поворотными горелками  | IV   | 5  |
| Варавицкий И. Б., Кроль Л. Б. и Харкин Ю. А.—<br>Повышение экономичности электростанций при<br>паровом подогреве воздуха   | III  | 6  |
|  | V    | 64 |
| В. З.— Механизированная приварка обшивки кар-<br>касов котлов методом открытой дуги (Обмен<br>строит.-монтажн. опытом)   | III  | 44 |
| Винницкий Д. Я.— Клапаны для пылегазовоздухо-<br>проводов котельных установок (Обмен строит.-<br>монтажн. опытом)  | IX   | 49 |
| Дзюба Г. Д. и Ухин Б. Н.— Эксплуатация сек-<br>ционных котлов ЛМЗ-200 с выносными цикло-<br>нами   | X    | 7  |
| Костенко Я. Д.— О жалюзийных золоуловителях  | VII  | 12 |
| Кроль Л. Б. и Локшин В. А.— Пути улучшения<br>регулирования перегрева в котлах высокого<br>давления  | XII  | 11 |
| Локшин В. А.— Тепловая работа ширмовых паро-<br>перегревателей высокого давления   | X    | 11 |
| Майзель С. С.— Организация равномерной загруз-<br>ки парового объема барабанов котлов (Об-<br>мен эксл. опытом)  | VI   | 50 |
| Михельсон В. И.— О периодической продувке<br>нижних точек котлов (Обмен эксл. опытом)  | I    | 50 |
| Наймарк И. К., Петько В. М., Рабинович О. М.<br>и Фаерштейн Д. Г.— Повышение к. п. д. котло-<br>агрегата, работающего на антрацитовой пыли                                     | XI   | 8  |
| Нахалов В. А.— Защита от износа сопел золоудо-<br>вителей типа «Центробежный скруббер ВТИ»<br>(Обмен эксл. опытом)   | IX   | 52 |
| Об исправлении перегоронок в соленых отсеках<br>котлов высокого давления ТП-170-1 (Хроника<br>Техуправления Министерства)  | VII  | 58 |
| О дефектах цельнокованных барабанов котлов вы-<br>сокого давления и контроле за их состоянием<br>(Хроника Техуправления Министерства)  | VIII | 59 |
| О предупреждении расстройств вальцовочных со-<br>единений на котлах высокого давления (Хро-<br>ника Техуправления Министерства)  | XI   | 60 |
| О сварке труб водяных экономайзеров котлов<br>высокого давления при монтаже и ремонте<br>(Хроника Техуправления Министерства)  | X    | 57 |
| Родов А. Б.— Регуляторы питания котлов энерго-<br>поездов  | IV   | 11 |
| Чернова Л. А.— На статью А. А. Кот, С. А. Ко-<br>новалова и И. Н. Розенгауз «О производитель-<br>ности соленых отсеков котлов со ступенчатым<br>испарением» (Отклики и письма) | X    | 56 |
| Якуша Г. Б.— Работа котлов с утепленными во-<br>ронками на антрацитовом штыбе  | XI   | 3  |

#### V. Турбоустановки, насосы, трубопроводы и арматура, градирни

|  |     |    |
|--|-----|----|
| Антонов А. И. и Карпинский В. Н.— Загорание<br>деревянных пробок в трубках конденсатора<br>турбины (Обмен эксл. опытом)  | X   | 52 |
| Берман Л. Д.— Построение эксплуатационных ха-<br>рактеристик пароструйных эжекторов, по дан-<br>ным испытаний на сухом воздухе                                     | VI  | 12 |
|  | VII | 64 |
| Винницкий Д. Я.— О нормализации деталей тру-<br>бопроводов для электростанций (Обмен строит.-<br>монтажн. опытом)  | III | 45 |
| Владиславлев Л. А. и Харин Д. А.— Вибрация<br>гидроагрегатов в переходных режимах  | V   | 37 |
| Егоров Б. П. и Славутский Р. Я.— Из опыта<br>строительства градирни (Обмен строит.-мон-<br>тажн. опытом)   | XII | 41 |
| Жевахов Д. С.— Выбор типа сопла для брызгаль-<br>ных бассейнов   | II  | 16 |
| Зингер Н. М. и Андреева К. С.— Исследование<br>пароструйного эжектора конденсационной уста-<br>новки   | I   | 11 |
| Клалчук Л. Д.— Защита турбин от осевого сдвига<br>ротора   | V   | 16 |
| Корниенко А. М.— Ремонт турбинных редукторов   | V   | 10 |
| Мельников В. В.— Вращение ротора турбины при<br>проточке гребешков с помощью пневмома-<br>шинки ПМ-2 (Обмен строит.-монтажн. опытом)                               | III | 47 |
| Моисеев А. Д. и Ратнер А. В.— Повышение на-<br>дежности работы механизма уплотнения в за-<br>движках высокого давления с самоустанавли-<br>вающимся затвором       | V   | 3  |
| Моисеев А. Д.— Улучшение плотности затвора<br>вентилей высокого давления   | IX  | 5  |
| Новиков З. Ф. и Фукс С. Н.— Опыт увеличения<br>числа ходов в конденсаторе  | VI  | 9  |
| Попырин Л. С.— Использование дренажей паро-<br>проводов турбины в подогревателе низкого<br>давления (Обмен эксл. опытом)   | V   | 54 |
| Романенко М. В.— Освоение регенеративного цик-<br>ла турбины ВК-50-1   | VI  | 17 |
| Северов Н. Н.— Переносный станок для рассвер-<br>ловки и разворачивания заклепочных отверстий<br>при перелопачивании дисков паровых турбин<br>(Обмен эксл. опытом) | III | 52 |
| Он же — Улучшение смазки червячной передачи<br>паровых турбин (Обмен эксл. опытом)   | VI  | 54 |
| Трубилов М. А.— О температурном режиме рабо-<br>ты упорных подшипников паровых турбин  | XI  | 14 |
| Фатюшенко С. Г.— Реконструкция системы авто-<br>матического управления гидротурбин радиаль-<br>но-осевого типа с регуляторами скорости УК                          | V   | 19 |
| Феонов К. Т.— Восстановление турбинного диска<br>(Обмен эксл. опытом)  | II  | 48 |
| Шарапов И. А.— Некоторые мероприятия по по-<br>вышению экономичности паротурбинных уста-<br>новок (Обмен эксл. опытом)   | XII | 44 |
| Якобсон С. С.— О сварных стыках трубопроводов  | XII | 22 |
| Янкелев Л. Ф.— Метод скоростного испытания теп-<br>ловой изоляции  | IX  | 15 |

#### VI. Теплофикация

|   |      |    |
|---|------|----|
| Брик П. М. и Овсянников А. В.— Пароводяной<br>подогреватель для малых и средних установок<br>(Обмен эксл. опытом) | II   | 49 |
| Витальев В. П.— Увлажнение подвесных изоля-<br>ционных конструкций тепловых сетей                                 | VI   | 23 |
| Воробьев А. И. и Дубницкий В. И.— Новая строи-<br>тельно-изоляционная конструкция подземных<br>теплопроводов      | III  | 19 |
| Генкин Б. И.— О регулировании отпуска тепла<br>в водяные тепловые сети  | VIII | 15 |
| Скворцов А. А.— Пути увеличения долговечности<br>подземных теплопроводов  | VII  | 26 |
| Соколов Е. Я., Зингер Н. М. и Шишов Н. П.—<br>Пароструйная компрессионная установка высо-<br>кого давления        | VIII | 12 |
| Сутоцкий Г. П.— О саморегулирующей способно-<br>сти деаэрационных установок                                       | VI   | 19 |
| Шубин Е. П.— Еще о технико-экономических по-<br>казателях проектируемых тепловых сетей                            | VII  | 22 |

## VII. Водоснабжение, водоподготовка, работа химцехов

- Агафонов В. Ф. и Есипов П. П.— Декремнизация воды доломитным методом (Обмен экспл. опытом) IX 51
- Агишев И. Н. и Иванова Г. М.— Установка для регенерации силикагеля (Обмен экспл. опытом) XII 44
- Бабкин Р. Л.— Новый колориметрический метод определения растворенного в воде кислорода I 16
- Бланкштейн В. И. и Павленкова А. Ф.— Определение кремниевой кислоты в котловой воде без фотоколориметра (Обмен экспл. опытом) II 47
- Гришук И. К.— Об условиях отсутствия в питательной воде свободной углекислоты V 6
- Грязев И. Н., Раховская С. М. и Трахтман Б. Н.— Опоки Поволжья как адсорбенты для непрерывной регенерации трансформаторного масла XII 33
- Зубарев В. Я.— Прибор для определения кислорода в питательной воде (Обмен экспл. опытом) V 53
- Каган Д. Я. и Журавлев Л. С.— Методика определения водорода в паре (Обмен экспл. опытом) IV 48
- Кульпина Е. П. и Петров Ю. В.— Регенерация масла с большими диэлектрическими потерями III 28
- Лебедева П. С.— Увеличение грязеемкости фильтрующих материалов (Обмен экспл. опытом) XII 45
- Малишевский И. А.— Из опыта механической очистки циркуляционной воды приморских электростанций (Обмен экспл. опытом) IV 48
- Меерсон З. И.— Рабочая емкость поглощения товарного H-сульфоугля X 16
- О масле трансформаторов с повышенными диэлектрическими потерями (Хроника Техуправления Министерства) II 58
- Об изменении сроков испытаний масла, применяемого для смазки гидроагрегатов (Хроника Техуправления Министерства) IV 54
- Паскевич П. А.— Временное водоснабжение электростанции с повторным использованием охлаждающей воды (Обмен экспл. опытом) VIII 60
- Прохоров Ф. Г. и Янковский К. А.— Резервы производительности водоочистительных установок II 48
- Райгородский Л. Д., Сторожук К. С. и Угольников В. П.— Наладка водного режима на электростанции высокого давления IX 11
- Савиновский Д. А., Стюнкель Т. Б. и Якимец Е. М.— Тригонометрическое определение цинка в паре и конденсате (Обмен экспл. опытом) III 16
- Синявский А. В.— Схема частичного ступенчатого катионирования (Обмен экспл. опытом) IV 49
- II 50

## VIII. Тепловая автоматика и контрольно-измерительные устройства

- Бекенштейн В. А., Мамег А. П. и Хаймович А. И.— Негорючие заменители трансформаторного масла для автоматических регуляторов XI 18
- Горбунов Н. А. и Дзалаев М. И.— Регуляторы уровня в конденсаторе турбины (Обмен экспл. опытом) VII 55
- Дзалаев М. И. и Столяров Ю. К.— Авторегулирование редуциционно-охлаждающих установок XII 17
- Дуэль М. А.— Эксплуатация автоматических регуляторов процесса горения II 3
- Лысиков М. Г., Мецкерский Н. А. и Себряков Г. Е.— Новые приборы для электрометрического контроля качества воды и пара (Обмен экспл. опытом) III 48
- Миронов В. Д. и Наумов А. В.— Трехимпульсные электронные регуляторы питания II 10
- Об итогах эксплуатации и перспективах применения электромеханической и электронной систем автоматического регулирования тепловых процессов (Хроника Техсовета Министерства) I 59
- Об эксплуатации солемеров на котлах среднего и высокого давления (Хроника Техуправления Министерства) X 59
- Стрюков Г. С.— Приспособление для изготовления капилляров (Обмен экспл. опытом) VIII 55

Тинкер Е. М. и Федяев В. В.— Трехимпульсный электронный регулятор питания с гидравлическим исполнительным механизмом (Обмен экспл. опытом) XI 54

## IX. Генераторы, трансформаторы, электродвигатели

- Азбукин Ю. И.— Балансировка роторов с большим небалансом V 34
- Азбукин Ю. И. и Рабинович И. М.— Реконструкция проточной системы охлаждения на замкнутый цикл у гидрогенераторов малой мощности (Обмен экспл. опытом) XI 56
- Бажанов П. П. и Чернев К. К.— Ремонт статора гидрогенератора (Обмен экспл. опытом) XII 46
- Вульман Г. Л.— Из опыта эксплуатации турбогенератора с водородным охлаждением XI 31
- Гладких М. А.— Влияние диэлектрических потерь масла на характеристики изоляции трансформаторов III 26
- Грейсух М. В.— Электрический привод конусных дробилок (Дискуссия) VII 40
- Звездкин В. Н. и Израелит Г. Б.— О замене обмоток крупных электрических машин VIII 33
- Иванов В. С. и Мирзоева Е. А.— О причинах увеличения диэлектрических потерь масла и ухудшения электрических характеристик изоляции трансформаторов XII 24
- Ипатов П. М.— Несимметрия в катушечных обмотках гидрогенераторов V 41
- Каспаров Н. Х.— Опыт применения самозапуска для ответственных электродвигателей VII 47
- Коднер И. Н.— О монтаже вертикальных гидрогенераторов средней мощности V 24
- Козырев Н. А.— Длительная электрическая прочность главной изоляции электрических машин III 24
- Копытов В. Н., Малов Л. М. и Шевченко А. Г.— Ремонт контактных колец генераторов (Обмен экспл. опытом) X 52
- Крутов Н. В.— По поводу статьи С. А. Городецкого «Применение метода адсорбции для контроля влажности изоляции обмоток трансформатора» (Заметки и письма) III 59
- Курдиани И. С. и Сааков В. И.— Схемы гашения поля генераторов малой и средней мощности IV 23
- Курдиани И. С., Сааков В. И. и Черняев Н. А.— Автоматическая самосинхронизация гидроагрегатов с крутыми разгонными характеристиками VII 32
- Леглер А. С.— Повышение надежности генераторов с параллельным возбуждением (Обмен экспл. опытом) XI 58
- Мещанинов П. А.— Упрощение схемы возбуждения турбогенератора (Обмен экспл. опытом) V 54
- Миренбург Л. А.— Новые нормы испытания электрической прочности изоляции турбогенераторов при производстве ремонтов (Обмен экспл. опытом) VI 55
- Михалков А. В.— Измерение тока холостого хода трансформатора на стороне 110 кВ (Обмен экспл. опытом) V 56
- Овчаров Ф. Ф. и Петраков А. Г.— Теплостойкая изоляция для обмоток роторов крупных турбогенераторов VII 30
- О переключении электродвигателей собственных нужд, питающихся отпайкой от генератора, при потере возбуждения (Хроника Техуправления Министерства) V 59
- О подготовке к эксплуатации газо-масляного хозяйства турбогенераторов с водородным охлаждением (Хроника Техуправления Министерства) VI 60
- Плющ Б. М., Эсибян М. А. и Саркисян В. О.— Синхронный электропривод главных трансмиссий мукомольных заводов (Дискуссия) VII 43
- Портной М. Г. и Хомутов Б. А.— Испытание электродвигателей собственных нужд на самозапуск XI 36
- Следнев М. С.— Испытания турбогенераторов при работе в асинхронном режиме I 23
- Смольников В. Л.— Самопогашение дуги в трансформаторе (Обмен экспл. опытом) VII 56

|  |      |    |   |      |    |
|--|------|----|---|------|----|
| Совещание по обмену опытом самосинхронизации генераторов (Хроника)   | VI   | 61 | Белов Е. М., Каминский А. А. и Филимончук И. И.— Железобетонные свайные фундаменты опор линий электропередачи                       | I    | 19 |
| Хлудов В. В.— Ремонт статора турбогенератора (Обмен эксл. опытом)  | VIII | 56 | Бурьяненко А. В. и Сидоренко В. Д.— Простой метод определения места повреждения кабеля (Обмен эксл. опытом)                         | II   | 55 |
| Чилаев Г. А.— Подъемное устройство для обслуживания синхронного компенсатора (Обмен строит.-монтаж. опытом)                | XI   | 53 | Васильев А. А.— Об оперативной схеме дежурного по району электросети (Обмен эксл. опытом)   | II   | 52 |
| Шуфман Л. И.— Упрощение пуска синхронных электродвигателей (Дискуссия)   | VII  | 45 | Вексельман О. Г.— Горизонтальное смещение проводов при их вертикальном расположении   | IX   | 44 |
| Элькин С. Р.— Ремонт обмотки статора гидрогенератора без выемки ротора (Обмен эксл. опытом)                                | V    | 55 | Воробьев В. И.— Карманный высотомер (Обмен эксл. опытом)  | XII  | 49 |
| Юдилевич М. М.— Индикаторная бумага для контроля работы воздухоочистительных фильтров трансформаторов (Обмен эксл. опытом) | III  | 58 | Воронченко А. И.— Устройство несгораемых перегородок в кабельных туннелях действующих электростанций (Обмен строит.-монтаж. опытом) | VIII | 50 |
| Яночкин В. Е.— Испытание изоляции обмоток синхронных генераторов (Обмен эксл. опытом)                                      | X    | 53 |   | XI   | 64 |

### **X. Распределительные устройства и высоковольтная аппаратура**

|   |      |    |   |      |    |
|---|------|----|---|------|----|
| Алексеев С. В.— Повреждение ввода 110 кВ на выключателе МКП-160 (Обмен эксл. опытом)  | VI   | 58 | Гольберг М. С.— О соединении и оконцевании кабелей и проводов с алюминиевыми жилами (Обмен строит.-монтаж. опытом)                                | X    | 50 |
| Аронович И. С.— К предложению инж. А. К. Ларина (Обмен эксл. опытом)  | VIII | 58 | Городецкий С. С. и Герценштейн М. Г.— О новом стандарте на силовые кабели   | III  | 35 |
| Башлай Д. А. и Иванов Ю. И.— Электрические схемы гидроэлектрических станций   | II   | 24 | Григорьев Ю. Е. (рефер.)— Линии электропередачи в США (Энергохозяйство за рубежом)  | VII  | 60 |
| Благоняждин В. М.— Повреждение вводов выключателей ВМД-35 (Обмен эксл. опытом)  | VII  | 56 | Каплан А. А., Колосков И. Н. и Парини Е. П.— О проекте ГОСТ на медные и алюминиевые наконечники для кабелей и проводов                            | VIII | 46 |
| Грейнер Л. К.— К статье инж. В. И. Евсеева «Об операциях разъединителями»   | IV   | 28 | Климовский А. Л.— Шаблоны для расстановки опор на линиях электропередачи по профилю (Обмен строит.-монтаж. опытом)                                | IV   | 45 |
| Гринберг А. И., Кузькоков А. Ф. и Скоморохов В. Н.— Компоновка электротехнических устройств в главном корпусе электростанции малой и средней мощности                               | X    | 25 | К «Руководящим указаниям по применению силовых и контрольных кабелей» (Хроника Техуправления Министерства)  | IV   | 54 |
| Гуревич Г. И.— Электросварка шин и кабелей на переменном токе (Обмен строит.-монтаж. опытом)  | VIII | 51 | Квакин В. П.— Улучшение концевых кабельных муфт наружной установки  | III  | 38 |
| Двоскин Л. И.— Сборная конструкция закрытого распределительного устройства 110 кВ   | I    | 29 | Мочар Л. И. и Топильский Н. А.— Установка опор на линиях электропередачи с предварительным подъемом трубокладчиком (Обмен строит.-монтаж. опытом) | II   | 46 |
| Евсеев В. И.— Об операциях разъединителями  | IV   | 26 | Мусатов Т. П.— О защитном тресе на двухцепной линии электропередачи 110 кВ  | IV   | 41 |
| Ефремов В. Н.— По статье инж. И. И. Прибылова «Распределительное устройство с реакторами на кабелях» (Заметки и письма)   | VI   | 59 | Он же — О размещении линейных и монтерских пунктов на линиях электропередачи  | X    | 39 |
| Зецеров Б. М.— О регулировке блокконтактов в цепях управления выключателей (Обмен эксл. опытом)   | IV   | 52 | Н. А. (рефер.)— Линия электропередачи постоянного тока 100 кВ (Энергохозяйство за рубежом)  | XI   | 62 |
| Каялов Г. М.— Распределительные устройства 6—10 кВ для подстанций в двухэтажной компоновке  | X    | 32 | О мерах борьбы с возгоранием древесины опор линий электропередачи (Хроника Техуправления Министерства)  | III  | 62 |
| Ларин А. К.— Улучшение конструкции клапана для спуска и взятия пробы масла выключателей (Обмен эксл. опытом)  | VIII | 57 | О предотвращении аварий из-за местных перегревов в силовых кабельных линиях (Хроника Техуправления Министерства)                                  | VI   | 60 |
| О блокировке разъединителей, применении стационарных заземляющих устройств и их блокировке для вновь проектируемых распределительных устройств (Хроника Техуправления Министерства) | V    | 59 | Фаерман А. Л.— К статье А. А. Каплан, И. Н. Колоскова и Е. П. Парини  | VIII | 48 |
| Осколков К. Н.— Прибор для проверки исправности указателей высокого напряжения (Обмен эксл. опытом)   | X    | 54 | Цикерман Л. Я.— Борьба с коррозией в городских кабельных линиях   | VIII | 40 |
| О соединении шин давлением (Хроника Техуправления Министерства)   | V    | 59 | Шалыт Г. М.— Определение места повреждения кабельных линий  | VII  | 36 |
| О фильтрах для очистки воздуха, подаваемого в воздушные выключатели (Хроника Техуправления Министерства)  | III  | 62 | Якуб Ю. А.— Новые конструкции деревянных опор линий электропередачи высокого напряжения (Энергохозяйство за рубежом)                              | VI   | 62 |
| Сипавичус Е. Б.— Обходное устройство с гибким переносным кабелем (Обмен эксл. опытом)   | XI   | 59 | Он же — Аварийность воздушных линий электропередачи США и Канады напряжением выше 100 кВ (Энергохозяйство за рубежом)                             | IX   | 58 |
| Соколов В. И.— Опыт эксплуатации воздушных выключателей 154 кВ (Обмен эксл. опытом)   | I    | 55 | Он же — Борьба с гололедом на линиях электропередачи высокого напряжения в США (Энергохозяйство за рубежом)                                       | IV   | 55 |
| Соколов А. М.— О комплектах распределительных устройствах (Заметки и письма)  | III  | 60 | Якуша Г. Б.— Плавка гололеда на линиях электропередачи 3—10 кВ с помощью реактора   | III  | 31 |
| Якуб Ю. А. (рефер.)— Испытания воздушных выключателей 230 кВ с номинальной отключающей мощностью 6 млн. кВА в действующей энергосистеме (Энергохозяйство за рубежом)                | II   | 60 |   |      |    |
| Он же — Выключатель нагрузки высокого напряжения для наружной установки (Энергохозяйство за рубежом)  | VIII | 62 |   |      |    |

### **XII. Релейная защита, электротехника и измерительные приборы**

|   |    |    |  |     |    |
|---|----|----|--|-----|----|
| Александров И. Н.— Эксплуатация ОАПВ на тупиковых линиях 110 кВ                 | I  | 35 | Алхазов В. П., Белая Т. П. и Красникова Н. М.— Телемеханизация кабельных сетей крупных городов | XI  | 39 |
| Березовский А. Ф.— О ложных соединениях во вторичных цепях (Обмен эксл. опытом) | II | 54 | Он же — Схема двукратного АПВ (Обмен эксл. опытом)   | III | 56 |

### **XI. Воздушные и кабельные сети**

|  |     |    |
|--|-----|----|
| Алексеев С. В.— Борьба с электрическими проблемами кабельных линий в городских сетях | III | 42 |
|--|-----|----|

|   |         |  |         |
|---|---------|--|---------|
| Берловский В. М., Гиршберг В. В. и Ходнев В. В.— Автоматическое управление и защита синхронных компенсаторов  | X 29    | нимального напряжения (Хроника Техуправления Министерства)   | III 63  |
| Боровиков А. И.— Селеновый выпрямитель для питания устройств телемеханики (Обмен эксл. опытом)  | V 57    | Озол П. Ж.— Автоматический повторный пуск электродвигателей  | VI 31   |
| Вабель В. Д. и Ройстачер К. И.— Предотвращение действия АЧР в результате наброса мощности при коротких замыканиях (Обмен эксл. опытом)                            | III 52  | О повышении точности учета электроэнергии (Дискуссия)  | XII 35  |
| Васильев А. Ф., Казанский В. Е. и Стернинсон Л. Д.— Частотный корректор к автоматическому регулятору мощности   | II 29   | О применении делительных защит (Хроника Техуправления Министерства)  | VIII 60 |
| Васильев А. Ф.— Внедрение автоматики в электрическом цехе тепловой электростанции   | VI 32   | О расширении области применения переменного оперативного тока для релейной защиты, автоматики, телемеханики и дистанционного управления выключателями (Хроника Техуправления Министерства) | IX 55   |
| Габуня Л. Ф. и Федоренко К. А.— Выполнение автоматизации гидроэлектростанции малой мощности (Обмен эксл. опытом)  | II 50   | Островская А. В. и Сирота И. М.— Устройство избирательной сигнализации замыканий на землю в электрических сетях  | XII 28  |
| Они же — Автомат включения резервной линии с использованием высокочастотного канала (Обмен эксл. опытом)  | IX 54   | О схемах защиты на переменном токе с последовательным включением двух трансформаторов тока ТКБ-1 (Хроника Техуправления Министерства)  | XII 52  |
| Габуня Л. Ф. и Куликов Ф. А.— Эксплуатация телемеханизированной подстанции  | XI 47   | Песочин М. И.— Работы по телемеханизации в крупной энергосистеме   | IX 34   |
| Гарбер В. И.— Эксплуатация чувствительной токовой защиты от замыканий на землю линий подстанций торфодобычи (Обмен эксл. опытом)                                  | X 55    | Половенко Н. Р.— Экономия контрольного кабеля при монтаже вторичных цепей (Обмен строит.-монтажн. опытом)  | IV 44   |
| Гудович Г. А., Зверев В. А. и Осипов А. М.— АПВ для выключателей телеуправляемых объектов (Обмен эксл. опытом)  | II 51   | Портной М. Г.— О контроле и восстановлении селеновых шайб в устройствах компаундирования с электромагнитным корректором (Обмен эксл. опытом)   | II 56   |
| Дроздов А. Д.— Дифференциальная защита многообмоточных трансформаторов  | IV 29   | Ростенко Б. А.— Приставка к миллисекундомеру типа ЭМС-54 (Обмен эксл. опытом)  | III 55  |
| Дубинин И. А.— Вызывная сигнализация для шумных цехов электростанций (Обмен эксл. опытом)   | III 57  | Рыбак Х. А.— На статью инж. И. Д. Лопушняка «Защита от замыканий на землю генератора с глухозаземленной нейтралью» (Отклики и письма)  | X 56    |
| Зейлидзон Е. Д.— О питании переменным током цепей управления выключателями и телемеханики на подстанциях (Дискуссия)  | I 40    | Сахновский Н. Л.— Испытание защиты генератора при развертывании турбины  | VI 29   |
| Иогансон Н. Е. и Кузичкин И. Г.— Оперативный ток на электростанциях без аккумуляторных батарей (Дискуссия)  | I 42    | Слободник Б. Е.— Схемы АПВ с переделанным реле времени типа РВ-73 (Обмен эксл. опытом)   | III 53  |
| Каминский Е. А.— Согласование параметров последовательно включенных аппаратов   | X 36    | Сонин Г. Е.— Автоматическое повторное включение с самосинхронизацией для синхронных компенсаторов (Обмен эксл. опытом)   | XII 48  |
| Кашпровский С. Е. и Кагановская Е. А.— Эксплуатация телемеханизированных подстанций и распределительных пунктов   | XI 45   | Сыромятников И. А.— Преимущества применения переменного оперативного тока (Дискуссия)  | I 39    |
| Киселев В. Е.— Наладка электромагнитного корректора напряжения (Обмен эксл. опытом)   | I 54    | Точилин Д. Д.— Об усовершенствовании управления автоматом гашения поля (Обмен эксл. опытом)  | VI 58   |
| Клалчук Л. Д.— Работа защиты электродвигателей собственных нужд при перегрузке  | III 29  | Тулин В. С.— О синхронизаторах типа АСУ-11 (Заметки и письма)  | VI 59   |
| Конференция по релейной защите, электроавтоматике и телемеханике энергосистем (Хроника)   | IX 56   | Хомутов Б. А.— Упрощение полной проверки продольной дифференциальной защиты генераторов и синхронных компенсаторов (Обмен эксл. опытом)  | IV 51   |
| Курдиани И. С. и Рухвадзе Е. М.— О расширении области применения переменного оперативного тока  | V 44    | Щипакин М. И.— Применение АВР в схеме собственных нужд электростанции  | VIII 35 |
| Либинзон М. М.— Дистанционное управление автоматики на переменном токе  | VIII 39 | Щукин Б. Д.— О применении стартерных аккумуляторных батарей на временных подстанциях   | V 47    |
| Лопушняк И. Д.— Защита от замыканий на землю генератора с глухозаземленной нейтралью (Обмен эксл. опытом)   | III 57  | <b>XIII. Грозозащита и перенапряжения</b>  |         |
| Мавричев В. Д.— Защита трансформаторов от перегрузки с частичной автоматической разгрузкой  | II 33   | Гольцман М. Н.— О повышении надежности изоляции, подвергающейся усиленному загрязнению   | VI 37   |
| Мерейнес А. А.— Улучшение схемы управления некоторых типов автоматов гашения (Обмен эксл. опытом)   | XII 47  | Гриценко А. В. и Лысаковский Г. И.— Итоги борьбы с загрязнением изоляции   | VI 40   |
| Никитский В. З. и Шлейфман А. Д.— Дифференциальная защита трехобмоточного трансформатора с применением магнитного торможения                                      | IV 34   | Калинин Е. В.— Замыкания на землю по изоляторам в высоковольтных сетях (Энергохозяйство за рубежом)  | XII 54  |
| Новиков Г. Е.— О выявлении неисправностей встроенных трансформаторов тока (Обмен эксл. опытом)  | IX 53   | Левшунов Р. Т.— Исследования изоляторов, покрытых полупроводящей глазурью  | IV 36   |
| О внедрении чувствительной избирательной защиты от однофазных замыканий на землю на линиях 2—6 кв, питающих торфопредприятия (Хроника Техуправления Министерства) | XI 60   | О внешних искровых промежутках трубчатых разрядников 35 кв (Хроника Техуправления Министерства)  | VII 58  |
| О выборе уставок максимальной токовой защиты источников питания собственных нужд электростанций (Хроника Техуправления Министерства)                              | II 58   | Об испытании изоляции бетонных реакторов (Дискуссия)   | X 41    |
| О выборе уставок по напряжению у максимальных защит генераторов с пуском от реле ми-  |         | Розенталь А. Я.— Об эксплуатации изоляции 6—35 кв, подвергающейся интенсивному загрязнению   | VI 43   |
|   |         | Шишман Д. В.— Упрощенные методы профилактических испытаний вилтовых разрядников  | IX 39   |



#### XIV. Разное

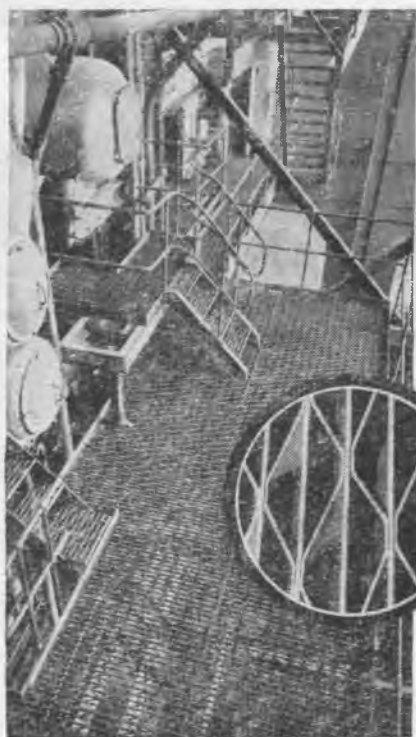
|  |      |    |  |      |    |
|--|------|----|--|------|----|
| <b>Н. Ф. Банин</b> — некролог (Хроника)  | XII  | 53 | и В. Г. Кузнецова «Рентгенографический качественный фазовый анализ котельных накипей»  | III  | 64 |
| <b>Бобринский М. М.</b> — Применение золы-уноса при производстве кирпича и керамических блоков (Обмен стронт.-монтажн. опытом) | IX   | 48 | <b>Залкинд Е. М. и Парамонов А. Ф.</b> — Рецензия на брошюру «Растопка котлов высокого давления»   | I    | 62 |
| <b>Г. А. Бурков</b> — некролог (Хроника)   | I    | 61 | <b>Кедрин В. М., Баптиданов Л. Н., Васильев А. А., Грудинский П. Г., Гумин И. Я. и Мусатов Т. П.</b> — Рецензии на книгу А. И. Кузнецова «Техника безопасности в электрических установках» | IV   | 58 |
| <b>Воробьев П. А.</b> — Схема электрических соединений для электромагнитной дефектоскопии (Обмен экспл. опытом)                | IV   | 50 | <b>Коновалов В. И., Ушаков Г. А., Шапошников Б. И. и Ужов В. Н.</b> — Рецензии на книгу В. В. Лукницкого «Тепловые электрические станции промышленных предприятий»                         | VII  | 61 |
| <b>Ю. П. Комиссаров</b> — некролог (Хроника)   | V    | 60 | Новые книги по энергетике  | VIII | 64 |
| Консультация по «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей»  | I    | 58 |  | IX   | 64 |
|  | II   | 57 |  | X    | 64 |
|  | III  | 61 |  | XI   | 63 |
|  | V    | 58 | О тематике журнала «Электрические станции» на 1954 г.  | I    | 64 |
| Конференция читателей журнала «Электрические станции» в Харькове (Хроника)   | V    | 59 | <b>Скворцов А. А.</b> — Рецензия на книгу А. А. Волошина «Расчет паропроводов на тепловые расширения»  | IX   | 62 |
| Конференция по сварке (Хроника)  | XII  | 52 | Совещание секции теплофикации МОНИТОЭ по общественному просмотру книги проф. Н. И. Дунаевского «Технико-экономические основы теплофикации» (Хроника)                                       | IX   | 57 |
| О приеме в аспирантуру ВТИ (Хроника)   | VIII | 60 | Содержание журнала «Электрические станции» за 1954 г.  | XII  | 58 |
| <b>Передовая</b> — Задачи энергетиков на 1954 г.   | I    | 3  | <b>Трофименко Д. Е.</b> — Рецензия на книгу И. М. Марковича «Энергетические системы и их режимы» и ответ автора  | XII  | 55 |
| <b>Передовая</b> — Задачи промышленности и научно-исследовательских организаций в создании нового энергетического оборудования | IX   | 3  | <b>Фукс Г. И.</b> — Рецензия на книгу М. П. Вукаловича и И. И. Новикова «Техническая термодинамика»  | II   | 62 |
| <b>А. Я. Рябков</b> — некролог (Хроника)   | II   | 59 | <b>Шицман С. Е.</b> — Рецензия на книгу М. С. Масленникова «Контроль влажности топлива, дымовых газов и точки росы»  | V    | 63 |
| <b>Сигалов Б. Я.</b> — Закрепление поверхности золотавалов многолетними травами  | VII  | 24 |  |      |    |
| <b>А. А. Фильштинский</b> — некролог (Хроника)   | XI   | 61 |  |      |    |

#### XV. Критика и библиография

|  |   |    |
|--|---|----|
| <b>Батов Б. И. и Ганштак В. И.</b> — Рецензия на книгу М. Н. Ласкина «Хозяйственный расчет на тепловых электрических станциях» | X | 63 |
| <b>Деев И. Т.</b> — Рецензия на книгу А. Н. Хлаповой   |   |    |

□ □ □

## СТАЛЬНОЙ ПОЛОВОЙ НАСТИЛ СЕЙФТРЕД



1. Максимально возможная прочность с минимальным расходом стали.
2. Ценная экономия в количестве необходимых опорных балок.
3. Пропускает 82% света и воздуха.
4. Сварка методом сопротивления обеспечивает максимальную прочность.
5. Простота сборки и монтажа, не требующих квалифицированных рабочих.
6. Обеспечение чистоты. Грязь и т.п. проваливается сквозь решетку, тогда как инструмент и прочие предметы остаются на поверхности.

Выдержки из списка фирм применяющих в своих установках половой настил СЕЙФТРЕД

Austin Motor Company Limited.  
 Babcock & Wilcox Limited.  
 British Aluminium Company Limited.  
 British Thomson Houston Company Limited.  
 English Electric.  
 Furness Shipbuilding Company Limited.  
 General Electric.  
 Imperial Chemical Industries Limited.  
 Metropolitan Vickers.  
 Northern Aluminium Company Limited.  
 Shell Petroleum Company Limited.  
 Vickers Armstrong Limited.

Котельная № 5 силовой станции КЛАЙД МИЛПС Британского Электрического Управления в Юго-Западном районе Шотландии.

ALLAN KENNEDY & CO. LTD., Maritime Street, Stockton-on-Tees, АНГЛИЯ

---

---

## 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, а также давать и 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 подрисуночную 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. Рукопись в конце должна иметь подпись автора, полностью имя, отчество и фамилию, домашний адрес, место работы, должность и год рождения.

7. Материал для журнала направлять по адресу: Москва, К-12, Б. Черкасский пер., д. 2, редакция журнала «Электрические станции».



# ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

## ОТКРЫТА ПОДПИСКА на 1955 г.

### НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ЖУРНАЛЫ:

#### „ЭЛЕКТРИЧЕСТВО“

Орган Академии наук СССР, МЭС СССР и Министерства электротехнической промышленности 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 широкие круги инженеров и научных работников и направлен на оказание им действенной помощи в разработке и решении важнейших практических и теоретических задач, возникающих в работе по электрификации всех отраслей народного хозяйства Советского Союза.

#### „ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ“

Орган МЭС СССР

Год издания 26-й 12 номеров в год

Подписная цена: на год 96 руб.  
на 6 мес. 48 руб.

Журнал рассчитан на инженерно-технических работников электростанций и сетей, проектных и строительных организаций Министерства электростанций, а также на энергетиков предприятий других министерств и ведомств.

#### „ТОРФЯНАЯ промышленность“

Орган МЭС СССР

Год издания 32-й 8 номеров в год

Подписная цена: на год 32 руб.  
на 6 мес. 16 руб.

Журнал рассчитан на руководящих работников, инженеров, техников, мастеров и бригадиров торфопредприятий, строительства торфопредприятий, заводов торфяного машиностроения, преподавателей, научных сотрудников, студентов торфяных институтов и техникумов.

#### „ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА“

Орган МЭС СССР, Министерства тяжелого машиностроения СССР и Академии наук СССР

Год издания 2-й 12 номеров в год

Подписная цена: на год 96 руб.  
на 6 мес. 48 руб.

Журнал рассчитан на широкие круги инженерно-технических и научных работников теплоэнергетиков, а также на студентов старших курсов теплоэнергетических специальностей высших учебных заведений.

#### „ЭНЕРГЕТИК“

Ежемесячный массовый производственно-технический журнал МЭС СССР

Год издания 3-й 12 номеров в год

Подписная цена: на год 24 руб.  
на 6 мес. 12 руб.

Журнал рассчитан на широкие круги энергетиков: кочегаров, машинистов, механиков, электромонтеров, мастеров и техников, работающих на электростанциях, электрических и тепловых сетях, а также на энергетиков, работающих в отделах главного энергетика и главного механика промышленных предприятий.

#### „ГИДРОТЕХНИЧЕСКОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО“

Производственно-технический и экономический журнал МЭС СССР

Год издания 24-й 8 номеров в год

Подписная цена: на год 32 руб.  
на 6 мес. 16 руб.

Журнал рассчитан на инженерно-технический персонал, работающий на строительстве и эксплуатации гидроэлектростанций и гидротехнических сооружений, в проектно-исследовательских организациях, научно-исследовательских институтах, и на студентов вузов.

#### „СВЕТОТЕХНИКА“

Орган Министерства радиотехнической промышленности и Министерства электротехнической промышленности

Год издания 1-й 6 номеров в год

Подписная цена: на год 18 руб.  
на 6 мес. 9 руб.

Журнал рассчитан на инженерно-технический персонал предприятий радиотехнической и электротехнической промышленности и промышленных проектных организаций, работников научно-исследовательских институтов, а также на студентов вузов.

**ПОДПИСКА ПРИНИМАЕТСЯ:** ГОРОДСКИМИ И РАЙОННЫМИ ОТДЕЛАМИ СОЮЗПЕЧАТИ, ВО ВСЕХ КОНТОРАХ, ОТДЕЛЕНИЯХ И АГЕНТСТВАХ СВЯЗИ И ОБЩЕСТВЕННЫМИ УПОЛНОМОЧЕННЫМИ ПО ПОДПИСКЕ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ, В ОРГАНИЗАЦИЯХ, УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЯХ И УЧРЕЖДЕНИЯХ.