

# ЭЭ ЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

8



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

1951

# ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

# 8

АВГУСТ  
1951

Орган Министерства электростанций СССР

22-й ГОД ИЗДАНИЯ

## СОДЕРЖАНИЕ

Письмо товарищу И. В. Сталину от рабочих, работников, инженеров, техников и служащих электростанций и сестер Московской энергетической системы Министерства электростанций . . . . .	3
Передовая—Социалистическое соревнование советских энергетиков . . . . .	4
<b>В. А. Комиссаров</b> — Первые результаты эксплуатации экономайзера низкого давления . . . . .	6
О барботаже в деаэраторах питательной воды	10
<b>С. Ф. Копьев</b> . . . . .	11
<b>А. П. Мамет</b> . . . . .	14
<b>В. А. Голубцов</b> . . . . .	16
<b>К. С. Калениченко</b> . . . . .	17
<b>Б. Т. Рунов</b> — Испытание турбин с ухудшенным вакуумом и построение номограммы режимов . . . . .	24
<b>П. М. Свердлов, Б. В. Соколов и Г. С. Тер-Ованесов</b> — Сборные железобетонные фундаменты для опор линий электропередачи . . . . .	31
<b>В. В. Гульденбалк</b> — О выборе конструкции сборного железобетонного фундамента для металлических опор 110 и 220 кв . . . . .	33
<b>И. И. Соловьев, М. А. Беркович и Х. Ю. Зархина</b> — Показатели работы релейной защиты и автоматики в энергосистемах . . . . .	37
<b>А. М. Малахова и Ю. М. Элькинд</b> — Схемы и устройства для самосинхронизации генераторов . . . . .	41
<b>И. И. Кодкин</b> — Самосинхронизация генераторов средней и малой мощности . . . . .	45
<b>Л. Д. Клебанов</b> — Определение потерь мощности в городской сети низкого напряжения . . . . .	

### ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

<b>И. И. Филимончук</b> — Перемещение тяжелых грузов на большие расстояния в практике строительства линий электропередачи . . . . .	49
<b>Г. М. Каган и Г. П. Тихомиров</b> — Переход высоковольтных линий 35 кв с установкой опор в реке . . . . .	49

<b>Д. М. Андрианов</b> — Продавливание отверстий в панелях щитов . . . . .	50
<b>П. В. Терников</b> — Транспортёр для перевозки и размотки кабелей . . . . .	51
<b>Ф. Г. Логунов</b> — Монтаж турбовоздуходувки без мостового крана . . . . .	51

### ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

<b>М. И. Имбрицкий</b> — Изготовление гребенчатых прокладок для фланцевых соединений установок высокого давления . . . . .	53
<b>Н. Ю. Рейнман</b> — Ручной виброграф ВРР . . . . .	54
<b>В. К. Шибанов</b> — Устранение заземления цепи возбуждения генератора на ходу . . . . .	56
<b>Е. Д. Зейлидзон</b> — Простой способ защиты электродвигателей от работы на двух фазах . . . . .	57
<b>Г. М. Хазанская</b> — Лабораторный двигатель-генератор для регулирования частоты . . . . .	58

### ХРОНИКА

В Производственно-техническом управлении по строительству и монтажу	
О порядке приемки в эксплуатацию гидроэлектрических станций . . . . .	59
О порядке приемки в эксплуатацию подстанций 35—220 кв . . . . .	59
О хранении и консервации оборудования на базах и предприятиях МЭС . . . . .	59
Сессия по вопросам конструирования и эксплуатации конденсационных устройств	59
Антикоррозийный материал „винипласт“	61

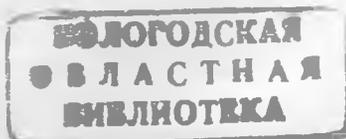
### ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Циклонная топка с избыточным давлением, обраб. <b>И. И. Квирин</b> . . . . .	62
Опытная линия электропередачи 275—400 кв в Англии, обраб. <b>Т. Г. Тимофеев</b> . . . . .	62

### КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

<b>В. [А. Зайдель</b> — Рецензия на книгу <b>В. П. Банник и М. А. Случаев</b> „Монтаж паровых турбин“ . . . . .	63
---	----

□ □ □



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

Главный редактор Д. Г. Чижов

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

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

Дорогой Иосиф Виссарионович!

Под руководством коммунистической партии, под Вашим гениальным и мудрым водительством успешно выполнен послевоенный пятилетний план восстановления и развития народного хозяйства СССР.

Наша страна за последнее время достигла новых выдающихся успехов в коммунистическом строительстве. По Вашему указанию сооружаются гигантские стройки коммунизма — Куйбышевская, Сталинградская и Каховская гидроэлектростанции, Волго-Донской, Главный Туркменский, Южно-Украинский и Северо-Крымский каналы.

Советские энергетики твердо помнят указания Ленина и Ваши, товарищ Сталин, об особом значении электрификации СССР в великом деле построения коммунистического общества. Вместе со всем советским народом нашей любимой Родины энергетики, не покладая рук, работают над укреплением и расширением энергетической базы СССР.

Электростанции Московской энергетической системы бесперебойно снабжают энергией промышленность, транспорт, коммунальное хозяйство и бытовые нужды населения Москвы, Московской, Тульской и других областей.

В 1950 г. выработка электроэнергии по системе Мосэнерго составила 112,3% к заданию пятилетнего плана, сэкономлено сверх государственного плана 39,4 тыс. т условного топлива, 76 млн. кВтч электроэнергии за счет снижения потерь в сетях и достигнуто снижение себестоимости тепловой и электрической энергии на 19,5 млн. руб.

В настоящее время 38% всей мощности тепловых электростанций Мосэнерго составляет оборудование высокого давления и высоких температур пара, дающее большой экономический эффект. Вместе с тем, внедрение системной автоматики, автоматизации процессов горения и питания котлов, а также автоматизации и телеуправления гидростанциями повысило надежность и экономичность работы системы.

По инициативе московских и уральских энергетиков широко развернулись на электростанциях скоростные ремонты энергетического оборудования, позволившие электростанциям Мосэнерго за счет сокращения простоя в капитальном ремонте котлов и турбогенераторов выработать дополнительно в прошлом году 200 млн. кВтч электроэнергии.

Мы вполне осознаем, дорогой товарищ Сталин, что эти успехи не являются пределом и что мы имеем все возможности работать еще лучше на благо нашей любимой Родины.

В ответ на Вашу заботу о развитии советской энергетики мы, работники системы Мосэнерго, еще выше поднимем знамя социалистического соревнования — испытанного метода коммунистического строительства и принимаем следующие обязательства на 1951 г.:

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

2. Обеспечить прирост мощности: генераторной — на 11%, трансформаторной — 12%, синхронных компенсаторов — 14% и увеличить протяженность высоковольтных линий электропередачи на 12%.

3. Добиться снижения удельного расхода топлива на выработку электрической и тепловой энергии, сэкономив против плана 30 тыс. т условного топлива, и снизить на 50 млн. кВтч потери в сетях и расход электроэнергии на собственные нужды.

4. Снизить себестоимость электроэнергии и за счет этого дать сверхплановую прибыль в размере 12 млн. руб.

5. Обеспечить отличное качество ремонтных работ, сократив сроки ремонта энергетического оборудования на 3% от установленного плана.

6. Довести автоматизацию процессов горения на котлах до 80% от общей паропроизводительности котлов и завершить работы по автоматизации и телемеханизации гидроэлектростанций, четырех высоковольтных подстанций и всех фидеров Московской кабельной сети.

7. Выполнить силами предприятий Мосэнерго годовой план по вводу жилой площади в эксплуатацию в размере 9 628 м<sup>2</sup> к 5 декабря с. г.

Мы призываем всех рабочих, инженерно-технических работников и служащих электростанций и сетей широко развернуть социалистическое соревнование за выполнение и перевыполнение установленных на 1951 г. государственным планом количественных и качественных показателей, за высокую культуру эксплуатации, за внедрение передовой техники и скоростных методов ремонта оборудования на электростанциях и в сетях, за быстрейший ввод новых энергетических мощностей, линий электропередачи, подстанций, жилой площади и предприятий и учреждений культурно-бытового обслуживания трудящихся.

Дорогой Иосиф Виссарионович!

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

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

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

Да здравствует наша славная Родина!

Да здравствует наш любимый вождь и учитель великий Сталин!

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

□ □ □

## СОЦИАЛИСТИЧЕСКОЕ СОРЕВНОВАНИЕ СОВЕТСКИХ ЭНЕРГЕТИКОВ

С каждым днем ширится в нашей стране все-народное социалистическое соревнование за выполнение сталинской программы строительства коммунизма. Успешно выполнив первый послевоенный пятилетний план, трудящиеся Советского Союза соревнуются за досрочное выполнение заданий по дальнейшему развитию народного хозяйства СССР.

Промышленность, транспорт, сельское и коммунальное хозяйства неуклонно развиваются, оснащаются новой техникой; внедряются новые прогрессивные методы труда. Советские энергетики, окруженные заботами Партии и Правительства, обязаны полностью удовлетворить растущие запросы народного хозяйства в электрической и тепловой энергии.

Восстановив разрушения, нанесенные немецко-фашистскими захватчиками, сооружая и вводя во все увеличивающемся масштабе новые энергетические мощности и совершенствуя методы эксплуатации действующих электростанций, советские энергетики добились в 1950 г. увеличения выработки электроэнергии по сравнению с довоенной на 87% вместо 70%, предусмотренных пятилетним планом.

12 июля 1951 г. работники электростанций и сетей Мосэнерго, неоднократно выступавшие инициаторами передовых начинаний в развитии социалистического соревнования среди энергетиков, обратились к товарищу Сталину с письмом, в котором взяли на себя обязательство еще шире развернуть социалистическое соревнование за выполнение и перевыполнение плана 1951 г.

Принятые работниками предприятий Мосэнерго обязательства по увеличению выработки энергии, укреплению и расширению энергетической базы имеют огромное народнохозяйственное значение. Эти же обязательства должны явиться объектами социалистического соревнования энергетиков всех предприятий и энергосистем Министерства электростанций.

На наших электростанциях созданы все условия для того, чтобы выполнить и перевыполнить установленные на 1951 г. задания по выработке электроэнергии и тепла и по технико-экономическим показателям. В основе этих условий лежат коренные изменения, внесенные за последние годы в технику производства.

Электростанции и сети оснащаются самой передовой техникой, в создании которой участвуют крупнейшие предприятия отечественного машино-

строения. Большая часть новых и многие действующие электростанции оборудуются установками высоких параметров пара; удельный вес этих установок продолжает возрастать. Автоматикой горения оснащено 50% котлов (по паропроизводительности); автоматизировано управление большинством агрегатов гидроэлектростанций; широко внедрены автоматическое повторное включение и быстродействующая защита линий электропередачи; ряд гидроэлектростанций переведен на телеуправление. На большинстве электростанций и в сетях не имеется основных производственных участков, на которых за последние годы не были бы внесены те или иные технические усовершенствования.

Внедрение передовой техники является важнейшим источником высокопроизводительной и высокоэкономичной работы наших электростанций. Однако эти возможности не полностью использованы.

Медленно осваивается вновь вводимое оборудование высокого давления. В результате удельные расходы топлива на ряде электростанций высокого давления составляют 550—600 г/квтч (Одесская тэц, Калининская тэц, блок высокого давления грэс № 3 Мосэнерго и др.).

На электростанциях высокого давления, введенных в эксплуатацию ранее, положение с удельным расходом топлива лучше, но и там еще не достигнут проектный показатель.

Имеются серьезные недостатки в деле освоения автоматики. Многие электростанции улучшили использование автоматики и добились хороших результатов в отношении ее технико-экономической эффективности: повышение надежности работы оборудования; повышение к. п. д. котлов и производительности мельниц; уменьшение отклонений от заданных величин давления пара перед турбинами и содержания  $CO_2$ ; сокращение численности персонала. Однако имеются и такие электростанции, где автоматика используется неудовлетворительно и не дает должного эффекта (грэс № 10 Мосэнерго, грэс № 3 Харьковэнерго, Свердловэнерго, Красногорская тэц и др.).

Важнейшей задачей социалистического соревнования является борьба за своевременное и досрочное выполнение всех установленных планом мероприятий по внедрению новой техники и особенно за улучшение использования и повышение технико-экономической эффективности работы оборудования. Для этого цехам и участкам, брига-

дам и каждому отдельному работнику должны быть даны конкретные задания и разъяснено значение, которое имеет выполнение этого задания для улучшения технико-экономических показателей работы оборудования, повышения надежности и производительности установленного оборудования.

В борьбе за повышение надежности и экономичности работы оборудования московские энергетики принимают конкретные меры: устраняют дефекты и недоделки, оставшиеся после монтажа, обеспечивают повышение бесшлаковой мощности котлов, осуществляют защиту экономайзеров от уноса золой, улучшают сварку труб водяных экономайзеров для предотвращения образования свищей, устраняют отдельные конструктивные дефекты и совершенствуют методы ремонта подогревателей высокого давления и т. д.

Такого же рода конкретные мероприятия должны быть продуманы, и их образцовое и досрочное выполнение принято в качестве социалистических обязательств работниками всех других предприятий Министерства электростанций. Особое внимание должно быть уделено организации соревнования по досрочному выполнению мероприятий, обеспечивающих снижение расхода электроэнергии на собственные нужды электростанций и потерь электроэнергии в сетях: реконструкция тяго-дутьевых машин для повышения их к. п. д.; освоение экономичной работы котлов при угрубленном помоле топлива; устранение присосов в котлах и пылеприготовительных установках и т. п. Необходимо всегда помнить, что излишний расход электроэнергии может привести к недоотпуску электроэнергии потребителям и что борьба за снижение расхода электроэнергии на собственные нужды, а также потерь электроэнергии в сетях является прямой обязанностью энергетиков, на которых возложена ответственность за энергоснабжение.

В обращении к товарищу Сталину московские энергетики приняли на себя обязательство обеспечить отличное качество ремонта и снизить простой агрегатов в капитальном ремонте на 3% против намеченного плана.

Для выполнения этого важного обязательства работниками электростанций и центрального ремонтного завода Мосэнерго будут ремонтироваться скоростным методом 50% котлов и турбин; осуществляется поузловая приемка оборудования из капитального ремонта и опробование оборудования под нагрузкой; принято решение уплотнить котельные агрегаты и снизить присосы до уровня меньше установленного «Правилами технической эксплуатации»; разработаны и выполняются на электростанциях 185 мероприятий по механизации подъемно-транспортных и трудоемких работ.

Все электростанции, сети, центральные ремонтные заводы и предприятия Союзэнергорем-

онта должны использовать опыт Мосэнерго и положить в основу социалистического соревнования достижение образцового качества ремонтных работ, снижение простоя агрегатов в ремонтах и внедрение скоростных методов ремонта на большинстве агрегатов электростанций путем применения механизации трудоемких процессов и рациональной организации работ по заранее продуманному плану (проекту); снижение трудовых затрат и удешевление ремонтных работ; полное окончание капитальных ремонтов до наступления осенне-зимнего максимума.

Наряду с обязательствами в области эксплуатации московские энергетики дали серьезное обязательство и по обеспечению прироста мощности электростанций и протяженности высоковольтных линий электропередачи, а также по вводу в эксплуатацию новой жилой площади. Ввод новой мощности в установленный планом срок и досрочно является главной задачей строителей и монтажников и, следовательно, основным объектом организуемого ими социалистического соревнования. Однако было бы неправильно считать, что наращивание новых мощностей — это дело только одних строителей.

Работники энергосистем, электростанций, заводов, механических мастерских, проектных и научно-исследовательских организаций обязаны оказать строителям и монтажникам всемерную помощь в организации соревнования по образцовому выполнению всех заданий, в той или иной мере связанных с вводом новой мощности.

Улучшая производственную и хозяйственную деятельность, энергосистемы должны обеспечить значительные накопления средств от снижения себестоимости, а строительно-монтажные организации — снизить стоимость строительно-монтажных работ.

Руководители цехов, предприятий, строек, трестов, научно-исследовательских институтов, районных управлений, главных управлений и отделов Министерства должны возглавить социалистическое соревнование и всемерно помогать рабочим и инженерно-техническим работникам в выполнении ими производственных заданий и принятых социалистических обязательств.

Нет сомнения в том, что все энергетики последуют примеру работников Мосэнерго и возьмут на себя обязательства «широко развернуть социалистическое соревнование за выполнение и перевыполнение установленных на 1951 г. государственным планом количественных и качественных показателей, за высокую культуру эксплуатации, за внедрение передовой техники и скоростных методов ремонтов оборудования на электростанциях и в сетях, за быстрейший ввод новых энергетических мощностей, линий электропередачи, подстанций, жилой площади и предприятий и учреждений культурно-бытового обслуживания трудящихся».

□ □ □

# Первые результаты эксплуатации экономайзера низкого давления

Инж. В. А. Комиссаров

У котельного агрегата Таганрогского котельного завода 120/150 т, работающего на тощем угле Араличевского месторождения, с 1948 г. находится в эксплуатации водяной экономайзер низкого давления.

Экономайзер низкого давления был установлен с целью повышения к. п. д. агрегата и увеличения отдачи тепла от тэц в теплофикационную сеть. В связи с ростом тепловых нагрузок потребителей, расположенных в районе тэц, вопрос об увеличении отдачи тепла сверх проектной мощности имел для станции особо важное значение.

В основу проектирования были положены следующие соображения:

1. В качестве агента, охлаждающего уходящие газы, был принят конденсат турбин, что максимально упростило схему включения экономайзера низкого давления в тепловую схему станции. При этом отпала необходимость в монтаже специального циркуляционного насоса и прокладке громоздких теплопроводов от подогревателей до котлоагрегата и обратно. Отказ от нагрева сетевой воды в экономайзере позволил также исключить возможность отложений накипи на внутренних стенах его труб. Опасность таких отложений в рассматриваемом случае была велика, так как тепловая сеть тэц работает с непосредственным разбором горячей воды при восполнении потерь водой невысокого качества от упрощенной водоподготовительной установки. Подогрев конденсата в экономайзере увеличил его использование. Котельный агрегат, оборудованный этим экономайзером, ввиду его высокой экономичности имел наибольшее число часов использования в году. Так, например, по отчету за 1950 г. агрегат с экономайзером проработал 7 626 час.; другие агрегаты, без экономайзеров, работали не более 4 500 час. в году.

2. К установке был принят экономайзер низкого давления змеевикового типа, изготовление и монтаж которого не представили затруднений для ремонтного персонала тэц.

Рекомендуемый иногда к установке экономайзер типа «трубчатого утилизатора» оказывается весьма громоздким и трудно компоуется в имеющихся габаритах действующих котлоагрегатов. Кроме того, изготовление «трубчатого утилизатора» затруднительно для мастерской обычной

электростанции, на которую только и можно рассчитывать при проведении такого рода работ.

3. При проработке компоновки экономайзера низкого давления оказалось возможным без затруднений разместить его за мультициклоном в котельной до дымососов. При этом расположении экономайзера также наиболее просто решается вопрос водяных коммуникаций, связанных с включением его в тепловую схему станции.

Одним из важнейших преимуществ размещения экономайзера низкого давления до дымососов является облегчение работы тяговой установки за счет снижения температуры уходящих газов. Высказывавшиеся опасения о недостаточной тяге в связи с увеличением газового сопротивления котлоагрегата при установке экономайзера на практике не подтвердились. После включения экономайзера остались в работе без каких-либо переделок дымососы типа Д-1000-1 изготовления Невского завода им. Ленина с электродвигателями мощностью 290 квт при 960 об/мин.

Несмотря на то, что газовое сопротивление экономайзера низкого давления при форсированной работе котла составляет более 50 мм вод. ст., увеличения мощности дымососов не потребовалось. Расход электроэнергии на тягу на 1 т выработанного пара не увеличился (до установки экономайзера — 4,1 квтч/т, после установки — 4,03 квтч/т).

Очевидно, расход мощности на преодоление дополнительного газового сопротивления покрывается уменьшением затраты мощности в связи с уменьшением объема газа, охлажденного в экономайзере.

Включение экономайзера низкого давления в тепловую схему тэц приведено на рис. 1. Конденсатные насосы турбин подают конденсат через свои группы регенеративных подогревателей первой ступени в сборный коллектор, к которому подключен экономайзер. Конденсат, пройдя экономайзер, поступает в головки деаэраторов смешивающего типа атмосферного давления.

Через экономайзер низкого давления прокачивается конденсат двух турбин АК-25-1 и АТ-25-1. Нужно отметить, что конденсатные насосы типа КД-153 вполне обеспечивают подачу конденсата в деаэраторы через экономайзер, развивая при этом напор до 42 м вод. ст. Напор конденсатных насосов типа КД-150, работающих на турбине АК-25-1, оказался недостаточным. Это затрудне-

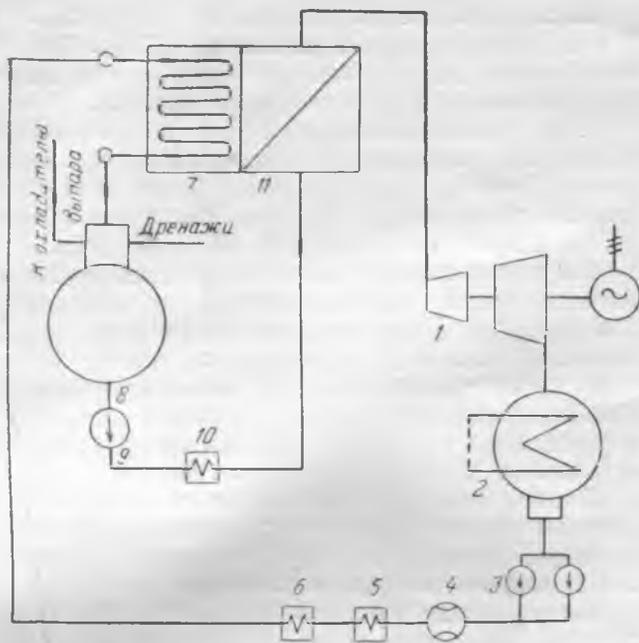


Рис. 1. Включение экономайзера низкого давления в схему тэц.

1 — турбина; 2 — конденсатор; 3 — конденсатные насосы; 4 — эжекторный подогреватель; 5 — регенеративный подогреватель; 6 — сальниковый подогреватель; 7 — экономайзер низкого давления; 8 — деаэратор смешивающего типа; 9 — насосный насос; 10 — подогреватель высокого давления; 11 — паровой котел.

ние удалось преодолеть путем замены рабочих колес насосов. При этом были заменены также и электродвигатели с увеличением мощности с 40 до 65 квт.

В связи с расположением экономайзера низкого давления в непосредственной близости от деаэраторной установки, примерно на одной высоте с головками деаэраторов, коммуникации конденсатопроводов получились очень простыми. При прокачке через экономайзер конденсата обеих турбин в среднем 210 т/час температура конденсата в нем повышается с 78 (после сальниковых подогревателей) до 98° С. При этом из уходящих газов в экономайзере утилизируется тепло в количестве 4 мгкал/час, а температура уходящих

газов снижается со 180 до 120° С при нормальной нагрузке котельного агрегата.

В связи с относительно высокой температурой конденсата, поступающего в экономайзер, и низким значением точки росы, для тощего угля ~36° С, случаев выпадения влаги на поверхности нагрева экономайзера не наблюдается.

В настоящее время экономайзер низкого давления включен по схеме параллельного тока газов и нагревающегося конденсата в нем. Такая схема включения была принята на первый период эксплуатации для выяснения вопроса возможной газовой коррозии поверхности нагрева экономайзера. В связи с тем, что газовой коррозии поверхности нагрева экономайзера не наблюдается, намечается переключить его на противоток с установкой у головок деаэраторов охладителей выпара, который будет охлаждаться конденсатом турбин до поступления конденсата в экономайзер.

Отдельные детали конструкции змеевиков экономайзера низкого давления приведены на рис. 2. Змеевиковый экономайзер изготовлен из цельнотянутых труб диаметром 32/38 мм, поверхностью нагрева 845 м<sup>2</sup>. Для размещения в имевшемся свободном месте возможно большей поверхности нагрева радиус загиба трубок в змеевиках экономайзера был принят в 80 мм. В связи с этим шаг рядов трубок по вертикали был получен в 160 мм и число рядов по ходу газов принято равным 34. Экономайзер имеет два типа змеевиков А и Б, трубы которых расположены одна по отношению к другой в шахматном порядке. Шаг между змеевиками А и Б по горизонтали, по длине коллекторов, принят равным 100 мм. Общее количество змеевиков обоих типов равно 56.

Коллекторы экономайзера были изготовлены из обычных стальных цельнотянутых труб.

Экономайзер размещен в газоходе, имеющем в плане квадратное сечение 3 400 × 3 400 мм. По ходу газов экономайзер развит на высоту 5 300 мм. Средняя скорость газов в газоходе принята равной 9 м/сек. Скорость воды в змеевиках экономайзера при пропуске через него конденсата обеих турбин составляет ~1 м/сек. Сопротивление по воде составляет ~5 м вод. ст. Установка

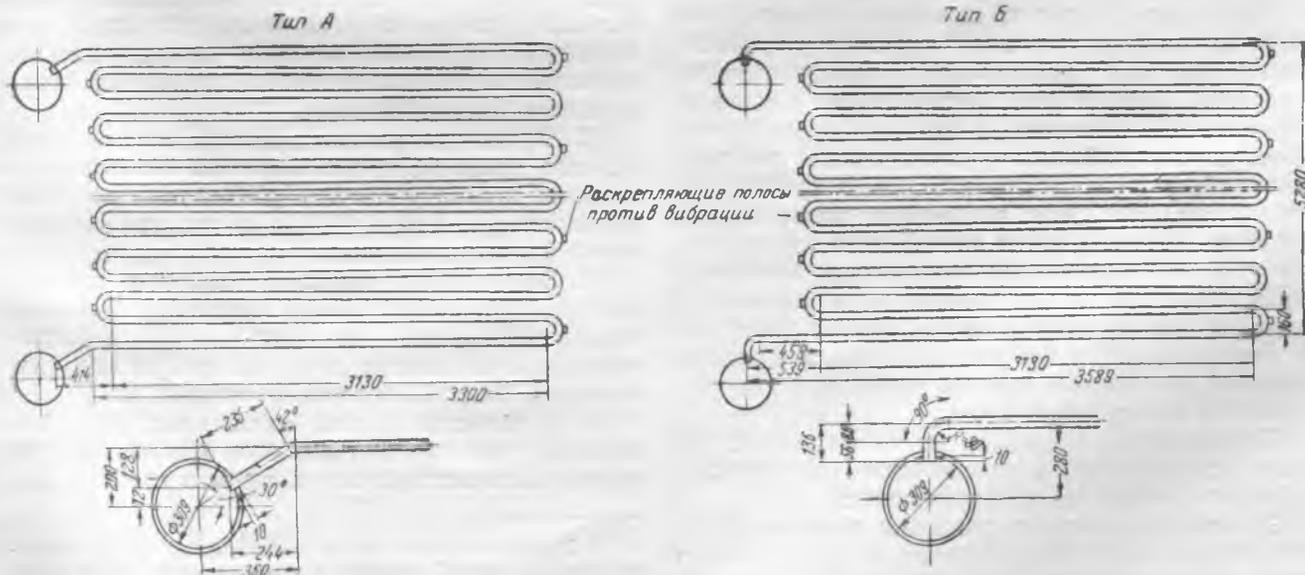


Рис. 2. Конструкция змеевиков экономайзера низкого давления, состоящих каждый из 34 труб.

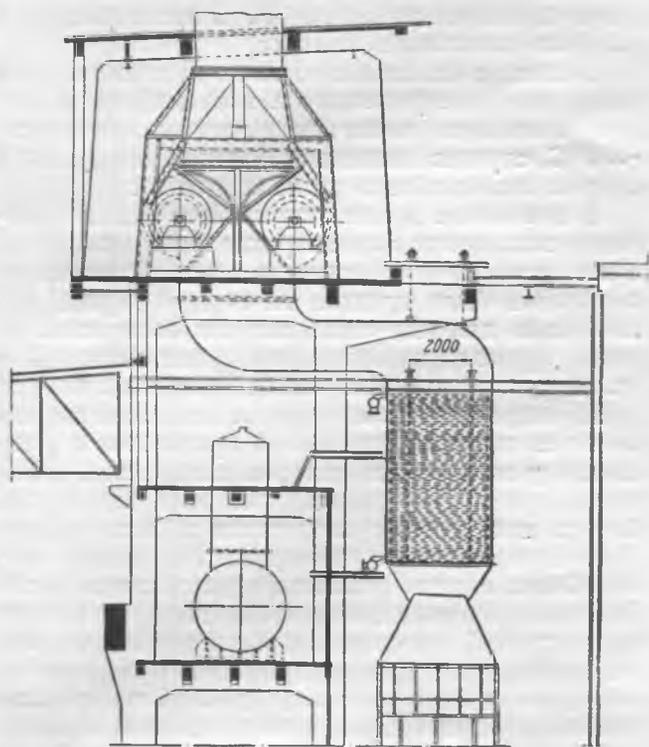


Рис. 3. Установка экономайзера низкого давления.

экономайзера низкого давления приведена на рис. 3.

В первый период эксплуатации экономайзера низкого давления была обнаружена вибрация отдельных змеевиков в вертикальной плоскости. В результате этого стенки труб змеевиков, касаясь друг друга, протирались. Вибрация была устранена путем приварки по верху змеевиков специальных полос, которыми был строго зафиксирован шаг змеевиков по горизонтали. После этого вибрация прекратилась и случаев протираания труб больше не наблюдается.

Пуск котлоагрегата с экономайзером протекает обычным порядком. Перед растопкой сначала производят циркуляцию конденсата через экономайзер и уже потом ведут растопку котла.

Экономайзер низкого давления может быть отключен по воде на ходу агрегата, конденсат турбин при этом переключается непосредственно в головки деаэраторов. Оставшийся конденсат в змеевиках испаряется и выходит в деаэратор. Котел может работать с отключенным по воде экономайзером неопределенно долгое время, если это необходимо. Для включения экономайзера в работу (по воде) котел останавливался на ночь и к утру растапливался с включенным экономайзером. Имеется полная возможность включения экономайзера на ходу агрегата, однако ввиду того, что экономайзер все время находится в работе, станцией до сих пор еще не проверена эта возможность на практике.

Кислородной коррозии не наблюдается. За время эксплуатации в течение более трех лет кислородных свищей не обнаруживалось.

Экономайзер низкого давления практически не требует никакого обслуживания от вахтенного и ремонтного персонала станции кроме осмотра в периоды капитального ремонта котла.

После включения в работу экономайзера к.п.д котлоагрегата поднялся на 3,78%. От использования тепла уходящих газов за год получаем экономию 4 900 т условного топлива.

Если учесть замещение тепла регулируемого отбора 1,2 ата теплом уходящих газов, то экономия топлива от использования тепла уходящих газов в схеме станции в целом составляет 2 600 т в год, или соответственно 241 800 руб. в год.

На изготовление и монтаж экономайзера низкого давления электростанцией израсходовано 336 тыс. руб. Таким образом, затраты на сооружение экономайзера окупаются в течение 1,5 лет.

В связи с положительным опытом эксплуатации экономайзера низкого давления намечена установка их на другой станции за котельными агрегатами ТП-9-200/35 того же завода.

Экономайзер (рис. 4) состоит из двух параллельных секций, расположенных после мультициклонов перед дымососной установкой. Площадь нагрева экономайзера 818 м<sup>2</sup>.

Газопроводы прямого хода предусмотрены с целью облегчения работ по монтажу экономайзера. Во время капитального ремонта намечено сделать только обводные газоходы, монтаж экономайзера будет выполнен уже на работающем котле.

В связи с тем, что подключаемые к тэц отопительно-вентиляционные нагрузки значительно превышают располагаемую теплофикационную мощность станции и покрытие их намечено в значительной части от дроссельно-увлажнительных установок, эффективность устройства экономайзера низкого давления на этой станции возрастает.

Затраты по сооружению экономайзера на одном агрегате по смете определены в 329 650 руб. Экономия топлива от использования тепла уходящих газов составит 4 200 т в год, или соответственно 349 500 руб. Следовательно, окупаемость затрат должна произойти в течение одного года.

## Выводы

1. На действующих электростанциях имеются большие резервы в виде тепла уходящих газов котельных агрегатов, которые должны быть использованы для дальнейшего повышения экономичности электростанций.

2. Путем установки водяных экономайзеров низкого давления кроме поднятия экономичности станции можно увеличить располагаемую теплофикационную мощность тэц и увеличить отпуск тепла во внешнюю сеть.

3. Экономайзер низкого давления является эксплуатационно-надежным элементом тепловой схемы современной тэц. При высокой эффективности он практически почти не требует обслуживания со стороны персонала станции.

4. В качестве агента охлаждения уходящих дымовых газов котлов наиболее простым образом может быть использован конденсат турбин<sup>1</sup>. По-

<sup>1</sup> В ряде случаев более рациональна схема, примененная на другой станции и позволяющая путем переключения переходить с подогрева сетевой воды (зимой) на подогрев конденсата (летом). Р е д.

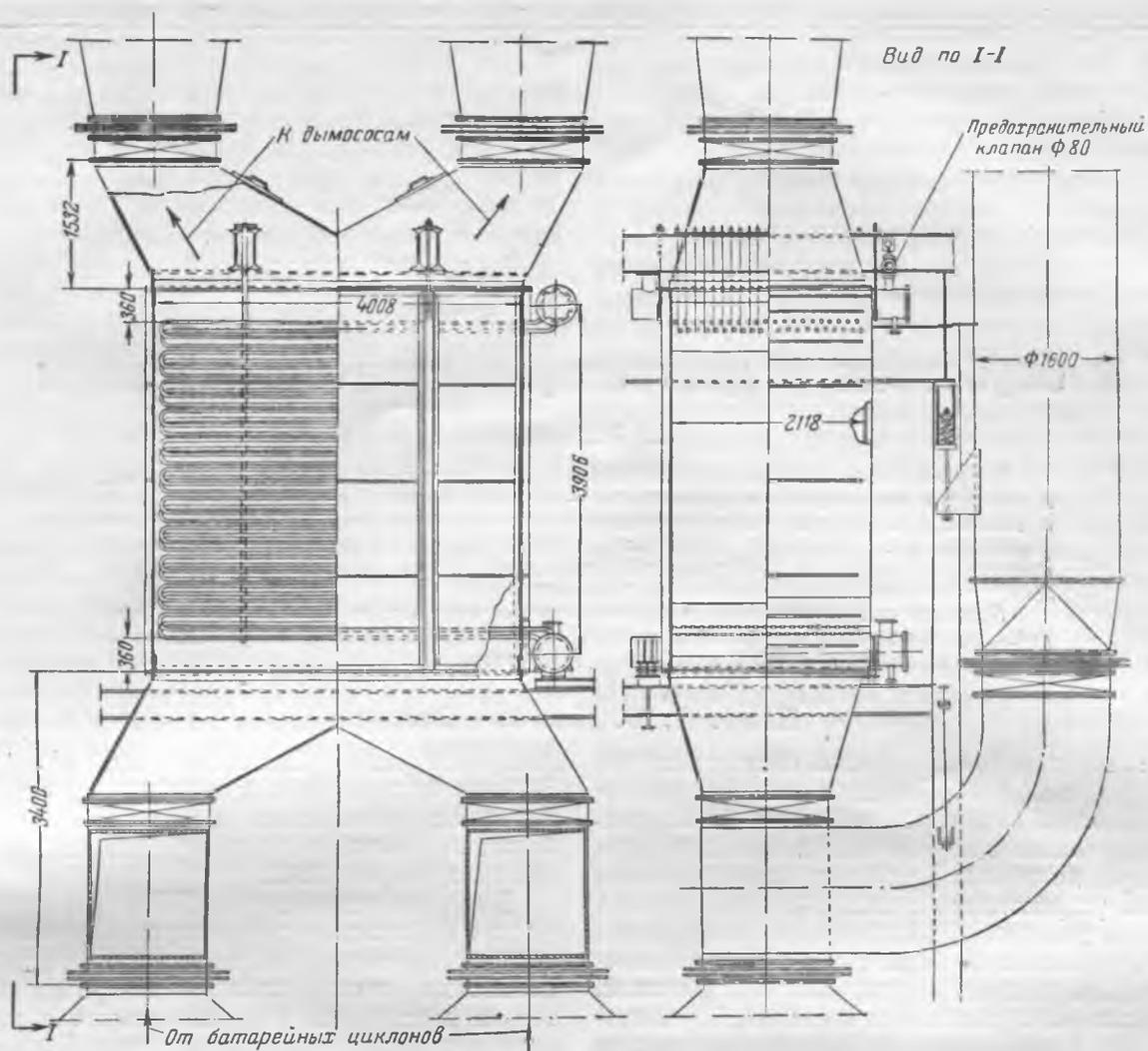


Рис. 4. Экономайзер низкого давления для котлоагрегата типа ТП-9-200/35.

догретый в экономайзере конденсат должен направляться в деаэратор. При этом значительно упрощается включение экономайзера в тепловую схему тэц.

5. Экономайзер низкого давления должен включаться в газопод котла до дымоходов, так

как за счет снижения температуры уходящих газов обычно представляется возможность не увеличивать мощности дымоходов.

6. В целях простоты изготовления и монтажа целесообразно устанавливать экономайзеры змеевикового типа.



## О барботаже в деаэраторах питательной воды

ОТ РЕДАКЦИИ

*На электростанциях для полного освобождения питательной воды от растворенных в ней газов — кислорода и углекислоты — довольно широко применяется барботаж в деаэраторах. Многие специалисты-теплотехники удовлетворены эффектом действия барботажа, в то время как другие не признают наличия этого эффекта и отмечают отрицательные стороны барботажа, заключающиеся, по их мнению, в некотором снижении экономичности тепловой схемы электростанций.*

*Помещая в дискуссионном порядке некоторые выступления по данному вопросу, редакция обращается к читателям с просьбой осветить на страницах журнала имеющийся у них опыт в области применения барботажа.*

Проф. С. Ф. Копьев — Орггрэс

За последнее время широко обсуждался вопрос о применении барботажа в деаэраторах питательной воды. Некоторые работники ВТИ предлагают все вновь выпускаемые и существующие деаэраторы питательной воды снабжать барботирующими устройствами с целью (по их мнению) улучшения деаэрации, разложения бикарбонатов натрия и удаления из воды свободной углекислоты, продукта распада указанных бикарбонатов.

Имеется информационное письмо ВТИ по этому вопросу и рекомендации Технического совета при Министре электростанций о внедрении барботажа. В настоящее время помимо ВТИ, ТЭП, ЦКТИ и ряд других организаций считает необходимым выпускать все новые деаэраторы с барботажными устройствами.

Между тем применение барботажа в деаэраторах вызывает серьезные затруднения в эксплуатации электростанций и снижает их экономичность. Для барботажа требуется подвод к деаэраторам пара повышенного давления из нерегулируемых отборов турбин или из дроссельно-охладительных установок. При внезапном сбросе напруги турбины возникает опасность заброса воды в турбину. Имеющиеся на регенеративных отборах обратные клапаны, конечно, не могут предотвратить этого.

Применение пара повышенного давления для деаэраторов, безусловно, снижает экономичность электростанций (для барботажа необходим пар повышенного давления в количестве до 50% от полной потребности деаэраторов).

В связи с применением барботажа усложняется автоматизация деаэраторов, так как придется регулировать поступление пара не из одного, а из двух источников.

Невольно возникает вопрос, оправдано ли применение барботажа?

В некоторых устаревших деаэраторах зарубежных фирм барботаж применялся как основное или дополнительное средство подогрева воды и

десорбции газов. Подобный деаэратор фирмы Зейферт был установлен в 1928 г. на Севдонгрэс и работал очень плохо; в настоящее время барботаж отключен, а деаэратор должен быть заменен деаэратором ЛМЗ.

Еще в довоенное время ЦКТИ закончил работу по барботажным деаэраторам и рекомендовал последние к внедрению, несмотря на то, что, судя по данным отчета, опытный деаэратор работал весьма неустойчиво и со значительным содержанием остаточного кислорода. В годы Великой Отечественной войны проф. Л. К. Рамзин предложил барботаж для улучшения работы деаэраторов на Казанской тэц. Это устройство, несмотря на многократные переделки, заметного эффекта не дало, а деаэратор стал работать лучше лишь после ремонта головки. Не увенчались успехом и попытки применения барботажа на ряде других электростанций. На Артемгрэс, например, барботажное устройство отключено вследствие нежелания подвергать турбину опасности аварии. На Несветайгрэс барботажное устройство, предложенное ВТИ, не осуществлено, так как и без него после наладки Орггрэс деаэратор повышенного давления работает безупречно. Специальные исследования, проведенные Уральским отделением Орггрэс на Красногорской тэц, показали весьма низкую эффективность барботажа. По данным нескольких сотен точных анализов среднее остаточное содержание кислорода в воде оказалось: без барботажа 0,025 мг/л, а с барботажем 0,023 мг/л.

На ряде других электростанций эксплуатационный персонал, не получая никакого эффекта от барботажа, отключает барботажные устройства в целях экономии топлива и предотвращения возможности разрушения турбин. Канд. техн. наук А. П. Мамет пытался доказать<sup>1</sup> непригодность деаэратора ЛМЗ, противопоставляя ему

<sup>1</sup> А. П. Мамет, О деаэрации питательной воды, „Электрические станции“, № 9, 1947 г.

деаэраторы других конструкций. Главной причиной плохой работы деаэратора ЛМЗ т. Мамет считал малое время пребывания воды в головке деаэратора и поэтому предлагал устройство барботажа в баке деаэратора. Он полагает, что барботаж поможет «выдуть» из воды остатки кислорода, разложить бикарбонаты натрия и удалить из воды свободную углекислоту, которая, попадая в пар, вызывает якобы коррозию при конденсации пара.

Следует отметить, что ни одна из предпосылок т. Мамет не была подкреплена какими-либо экспериментальными или эксплуатационными данными.

Между тем опыт эксплуатации и исследования не подтверждает утверждений т. Мамет. Многочисленные наладки деаэраторов, проведенные на протяжении последних лет трестом Оргрэс, показывают, что деаэраторы ЛМЗ тарельчатого, смешивающего типа могут устойчиво обеспечивать «нулевое» содержание кислорода при отсутствии барботажа. Для этого необходимо лишь равномерно распределить по сечению головки деаэратора струйки воды и встречные потоки пара. Необходимо также автоматизировать регулировку подачи пара в головку деаэратора по импульсу давления в последней. Все это сделать нетрудно, и, таким образом, проблема улучшения работы деаэратора ЛМЗ решается весьма просто, без понижения надежности работы электростанций и без снижения их экономичности.

Многочисленные деаэраторы типа ЛМЗ (плёночного типа и других конструкций) были налажены Оргрэс на основе изложенных выше принципов; деаэраторы из «плохих» превращались в «хорошие». При этих наладках барботажные устройства там, где они имелись, ликвидировались.

Убеждаясь на опыте эксплуатации, что барботаж для удаления кислорода абсолютно не нужен, сторонники барботажа пытаются теперь обосновать его необходимостью разложения бикарбонатов и удаления образующейся при этом свободной углекислоты. И этот довод сторонников барботажа нам кажется неубедительным. Во-первых, неясно, о каких бикарбонатах натрия может идти речь при современных методах обработки питательной воды для котлов высокого давления. Во-вторых, не доказана необходимость и целесообразность разложения бикарбонатов в баке деаэратора. Даже при простой натрий-катионитовой обработке добавочной воды количество бикарбонатов в питательной воде весьма

мало и вряд ли может принести сколько-нибудь значительный вред электростанции при распаде их в барабане котла. Наконец, даже если бы была доказана необходимость разложения бикарбонатов в баке деаэратора, то этого с помощью барботажа сделать бы не удалось.

Опыты, проведенные Оргрэс на опытной установке Шатурской грэс в 1940—1941 гг., убедительно показали, что даже при пропуске через деаэратор воды с бикарбонатной жесткостью 10—11°Н барботаж в баке деаэратора удалял всего лишь 3—5% свободной углекислоты, содержащейся в барботируемой воде. При этом весь пар, необходимый для нагрева воды от 10°С до кипения, поступал через барботажное устройство, и время пребывания воды в баке достигало 6—7 час. Иначе протекала работа головки деаэратора. В то время как в головке за 3—4 сек. пребывания в ней воды успевала удалиться кроме всего кислорода также вся углекислота в количестве 10—12 мг/л, в баке-барботере за 6—7 час. пребывания воды удалялось всего лишь 2—3 мг/л углекислоты при концентрации ее в 50—70 мг/л. В головке деаэратора успевали разложиться 3—4°Н карбонатной жесткости, а в баке-барботере— всего лишь 0,1—0,3°Н.

При малых исходных содержаниях углекислоты и бикарбонатов (порядка 1—2°Н) барботаж дает эффект, почти неуловимый современными методами химического анализа. Указанные данные подтверждаются и опытом эксплуатации установок по термической стабилизации подпиточной воды теплосетей и экспериментальными данными инж. М. А. Никошиной при исследовании методов термической обработки воды, предложенных проф. В. А. Голубцовым и инж. Г. А. Бурковым. Этими опытами убедительно доказано, что распад бикарбонатов сырой водопроводной воды в головке деаэратора происходит в 50—100 раз быстрее, чем при кипячении в колбе, а кипячение в колбе, по существу, равноценно барботажу в баке.

В настоящее время нам неизвестна ни одна установка, работающая с барботажем и получающая за счет него какой-либо эффект при исправной головке деаэратора. Нам неизвестна также ни одна работа исследовательского характера, подтверждающая эффективность барботажа.

Попытки массового внедрения барботажа мы считаем совершенно необоснованными и чреватыми большими неприятностями для наших электростанций.

## Канд. техн. наук А. П. Мамет — Водная лаборатория ВТИ

За последнее время сотрудники Оргрэс проф. Копьев, инж. Пик и др. высказываются против применения барботажной деаэрации.

Сущность их возражений сводится к тому, что барботаж не только не дает никакого положительного эффекта, но приводит к снижению экономичности и надежности работы основного оборудования электростанции.

Основные итоги работы Водной лаборатории ВТИ в области термической деаэрации воды, известные проф. Копьеву, не помешали ему утверждать, что выводы ВТИ основаны якобы только на умозаключениях.

Еще в 1947 г. автор дал перечень основных дефектов существующих термических деаэраторов как советских, так и иностранных конструкций и

указал пути улучшения работы деаэраторов, по которым идут конструкторы<sup>1</sup>.

Что же касается отсутствия в упомянутой статье должного количества фактического материала, то это вполне естественно, поскольку Водная лаборатория ВТИ в то время еще только начинала свою работу в данной области и пользовалась никем не опровергнутыми сведениями об успешной работе барботажных деаэраторов на Казанской тэц и тэц Мосэнерго.

В дальнейшем как автор, так и ряд специалистов (проф. Голубцов, инж. Анатолиев, инж. Васильев и др.) провели исследования по термической деаэрации воды, подтвердившие, в частности, и выводы об эффективности барботажа. Это позволило Техническому совету при Министре электростанций вынести в 1949 г. решение, обязывающее электростанции провести ряд мероприятий для улучшения работы термических деаэраторов, в том числе и путем применения барботажа.

Проф. Копьев совершенно голословно отрицает факты успешной работы барботажных деаэраторов в СССР и заявляет, что станции, как правило, отключают барботажные устройства, якобы убедившись в их неэффективности.

Это утверждение противоречит истине, так как барботажные деаэраторы продолжают работать на многих электростанциях (тэц Мосэнерго, тэц Азэнерго, электростанции Магнитогорского металлургического комбината и Новотульского металлургического завода, Красногорская тэц и ряд других). Отключения же барботажных устройств имеют место, как правило, не в результате неэффективности их работы, а по рекомендациям сотрудников Орггрэс.

Следует указать, что правильная оценка эффективности барботажной деаэрации в отношении удаления кислорода возможна лишь при сравнении средних цифр, выведенных на основании большого числа анализов, при применении правильной методики анализа, исключающей возможные ошибки определения.

Так, на одной уральской станции силами районного управления недавно было проведено испытание двух деаэраторов с включением на обоих барботажного устройства и без него. Пределы остаточного содержания кислорода были в обоих случаях одинаковы, а средние значения (из 20—30 анализов в каждом случае) дали 0,045 мг/л без барботажа и 0,03 мг/л при включении барботажного устройства, т. е. увеличение эффекта деаэрации в 1,5 раза при всех прочих равных условиях.

Следует указать, что по признанию самого проф. Копьева (на совещании Технического совета при Министре) упоминавшиеся им обследования и наладки термических деаэраторов, проведенные Орггрэс, основывались на эксплуатационных анализах при весьма несовершенной (одинарный отбор) методике определения содержания кислорода.

Таким образом, возможные ошибки анализа здесь в несколько раз превышали наблюдаемые

сотрудниками т. Копьева различия в эффекте деаэрации.

Проф. Копьев упорно смешивает процессы термического разложения бикарбонатной щелочности ( $\text{NaHCO}_3$ ) питательной воды с термическим разложением карбонатной жесткости неумягченной воды, тогда как процессы эти различны. Не менее упорно он также смешивает удаление из воды свободной углекислоты, содержащейся в воде до термического деаэратора, с удалением свободной  $\text{CO}_2$ , образующейся в результате распада бикарбонатов.

Испытания и обследования работы различных термических деаэраторов, проведенные ВТИ, показали, что эти аппараты в лучшем случае (и то не всегда) обеспечивают более или менее полное удаление из воды только растворенного в ней кислорода, но не свободной углекислоты (см. ниже).

В зависимости от размеров добавки химически очищенной воды, температуры, содержания кислорода в конденсате, а также состояния деаэраторной головки остаточное содержание кислорода в деаэрированной воде колебалось от 0,01—0,02 до 0,04—0,05 мг/л, не считая «проскоков» кислорода.

Применение барботажа позволяло, даже при несовершенной конструкции устройств, применяемых для этой цели, несколько увеличить глубину обескислороживания воды.

В большинстве случаев вода, деаэрированная с применением барботажа, практически не содержала кислорода или же остаточная концентрация последнего не превышала возможной ошибки анализа. В худшем случае среднее, как уже указывалось, содержание кислорода по сравнению с работой без барботажа уменьшалось на 0,01—0,02 мг/л.

Далее, как показали наблюдения ВТИ на тэц Азэнерго, применение барботажа позволяет в ряде случаев существенно ослабить или даже устранить проскоки кислорода, связанные с временными, не слишком резкими нарушениями режима работы термических деаэраторов, например, при подкачивании воды из резервных баков.

Наличие барботажного устройства позволяет полностью дегазировать воду в аккумуляторном баке, прежде чем включить деаэратор в нормальную эксплуатацию, и одновременно удалить из паровой полости бака воздух, попавший туда при ремонте или остановке деаэратора.

Главным преимуществом барботажа является то, что с его помощью удается добиться полного удаления из воды свободной углекислоты.

Кроме того, только при условии применения барботажа можно добиться более или менее значительного разложения бикарбоната натрия, содержащегося в питательной воде («связанная» углекислота) и тем самым уменьшить содержание свободной  $\text{CO}_2$  в паре и в конденсате последнего. Одновременно с этим вследствие образования карбоната натрия (сода) достигается повышение рН питательной воды (полезное в отношении уменьшения уноса в котлы окислов железа), причем без затраты каких-либо реагентов.

<sup>1</sup> См. «Электрические станции», № 9, 1947.

С точки зрения защиты от коррозии питательного тракта основную роль здесь играет удаление свободной  $\text{CO}_2$ , ибо бикарбонат натрия (т. е. связанная углекислота) не опасен для питательных трубопроводов и водяных экономайзеров.

Удаление (хотя бы частичное) связанной углекислоты из питательной воды влечет за собой соответственное уменьшение содержания уже свободной  $\text{CO}_2$  в паре; это полезно в отношении уменьшения коррозии регенеративных подогревателей («с паровой стороны») и конденсаторов, ибо при прочих равных условиях, чем меньше углекислоты содержится в паре (где она безопасна для металла), тем меньше ее в конденсате.

Коррозионную агрессивность свободной углекислоты в отсутствие кислорода многие специалисты (в том числе и проф. Копьев) склонны недооценивать. Между тем последние исследования и наблюдения автора, а также опыт работы тэц Мосэнерго показывают, что даже при полном отсутствии кислорода содержание в горячей воде свободной углекислоты вызывает весьма интенсивную коррозию стали.

Кроме того, вода при этом сильно обогащается окислами железа (продукты коррозии стали), которые, накапливаясь в паровом котле, могут вызвать образование весьма опасных твердых отложений на поверхностях нагрева.

Таким образом, полное удаление свободной углекислоты, так же как и кислорода, из питательной воды следует считать обязательным. Между тем небарботажные термические деаэраторы, как правило, даже при практически полном удалении кислорода ( $0,01—0,03 \text{ мг/л}$ ) оставляют в питательной воде от  $1—2$  до  $5—6 \text{ мг/л}$  свободной  $\text{CO}_2$ , что имело и имеет место на ряде электростанций Мосэнерго и других энергосистем.

Проблема полного удаления свободной  $\text{CO}_2$  из питательной воды, а следовательно необходимость применения барботажного, особенно актуальна для электростанций, где добавка химически очищенной воды содержит значительные количества свободной углекислоты, т. е. когда деаэрируемая вода заведомо содержит этот газ.

Опыты автора (ВТИ) показали, что барботаж позволяет достигнуть глубокого термического разложения бикарбоната натрия, вплоть до  $100\%$  (обычно  $25—40\%$ ), в зависимости от времени пребывания воды, барботируемой паром, в аккумуляторном баке деаэратора, так как фактор времени при одновременном удалении продукта реакции ( $\text{CO}_2$ ) играет решающую роль в этом процессе. В обычных же деаэраторах никакого разложения бикарбоната не наблюдается, видимо, в связи с кратковременностью пребывания воды в головке и с отсутствием удаления  $\text{CO}_2$  из аккумуляторного бака.

Эти результаты были получены автором как на опытных установках, так и на промышленных деаэраторах тэц Азэнерго, тэц Мосэнерго и тэц ВТИ.

В последнем случае деаэрировалась  $\text{H}^+—\text{Na}^+$ -катионированная вода, содержащая  $50—60 \text{ мг/л}$  свободной  $\text{CO}_2$  и  $1^\circ \text{N}$  щелочности.

Следует отметить, что при дегазации той же воды в смеси с равным количеством конденсата

на одном из лучших дегазеров (с насадкой), имеющих авторегуляторы, деаэрированная вода постоянно содержит до  $2—3 \text{ мг/л}$  свободной  $\text{CO}_2$ , а разложение бикарбонатной щелочности воды не имеет места.

Итак, основные преимущества барботажной деаэрации заключаются:

- а) в полном удалении свободной углекислоты;
- б) в уменьшении содержания связанной  $\text{CO}_2$  в питательной воде и свободной  $\text{CO}_2$  в паре;
- в) в уменьшении проскоков кислорода;
- г) в увеличении глубины обескислороживания воды.

Эти преимущества позволяют добиться (по сравнению с работой деаэраторов без барботажного заметного ослабления коррозии оборудования, и особенно предотвращения наноса в паровые котлы окислов железа.

Применение греющего пара повышенного давления для осуществления барботажного, разумеется, связано с экономическими потерями. Однако при этом необходимо учесть следующее:

1) на многих электростанциях в соответствии с особенностями их тепловой схемы все равно расходуется на деаэраторы (полностью или частично) пар повышенного давления ( $4—6 \text{ атм}$ ) и, таким образом, применение барботажного в этих случаях не вызывает никаких потерь;

2) на установках высокого давления при часто применяемом сочетании деаэратора повышенного давления с регенеративным подогревателем экономических потерь также не возникает;

3) расход пара повышенного давления можно несколько снизить с помощью термокомпрессорной установки;

4) во всех остальных случаях экономические потери от применения барботажного следует сопоставить с получаемым выигрышем.

Повышение надежности эксплуатации и в конечном счете экономичности работы электростанции, по мнению автора, преобладает над потерями, связанными с расходом пара повышенного давления и делает применение барботажного целесообразным, в особенности на электростанциях, работающих с добавкой, содержащей свободную углекислоту.

Указывают также на опасность заброса воды через трубопровод барботажного пара в турбину при неожиданном сбросе нагрузки последней и возникновении в ней разрежения.

Однако до сего времени, несмотря на многолетнюю эксплуатацию барботажных деаэраторов (на тэц Мосэнерго около 20 лет), ни одного такого случая еще не наблюдалось.

Наконец, эту опасность можно практически полностью исключить рядом простых мероприятий: подачей пара на барботаж через дренажные линии подогревателей высокого давления, корпусы которых в этом случае явятся «ловушкой» для перебрасываемой воды; установкой дополнительных «гарантийных» обратных клапанов на линии барботажного пара; установкой перед турбиной быстродействующего прибора, который при понижении давления пара ниже опасной величины закрывает клапан на линии отборного пара и одновременно открывает дренажный клапан; установкой «петель»-затворов и т. д.

Упомянутые выше недостатки барботажных устройств являются недостатками барботажных устройств, представляющих другие решения для устранения агрессивности питательной воды, свободных от этих дефектов. Так, например, для вод, не содержащих значительного количества свободной углекислоты, можно будет успешно заменить барботажные сталеблочные фильтры или отсеки, размещенными в аккумуляторных баках деаэраторов. Имеющийся пока еще небольшой опыт работы подобных фильтров является весьма обнадеживающим: стальные стружки надежно улавливают проскоки кислорода вплоть до 0,5 мг/л в исходной воде (т. е. в несколько раз больше обычных проскоков) и не обогащают железом питательную воду.

Частичного решения задачи можно было бы добиться также путем барботажной деаэрации добавки химочищенной воды (содержащей сво-

бодную  $\text{CO}_2$ ) в отдельном деаэраторе; это позволило бы сократить расход барботажного пара, облегчить работу основных деаэраторов и устранить опасность переброса воды в турбину, но связано с рядом других трудностей.

Так или иначе, но для электростанций, работающих с добавкой воды, содержащей свободную  $\text{CO}_2$ , применение барботажных устройств останется необходимым еще на довольно длительное время.

Все изложенное выше позволяет утверждать, что барботаж является эффективным средством улучшения деаэрации питательной воды в отношении удаления главным образом свободной углекислоты и в значительно меньшей степени — кислорода.

Хотя барботажной деаэрации присущи некоторые недостатки, однако они вполне преодолимы и окупаются получаемым эффектом.

### Проф. В. А. Голубцов — МЭИ

Освещение в печати вопроса о целесообразности применения барботажных устройств в деаэраторах является своевременным, хотя на основании имеющегося экспериментального материала и степени обработки эксплуатационных данных вряд ли в настоящее время можно окончательно и всесторонне разрешить этот вопрос.

1. Проф. С. Ф. Копьев пытается показать, что целый ряд (если не все) деаэраторов с барботажом работал неудовлетворительно. Несомненно, неудачи имели место, но не потому, что само применение принципа барботажных устройств порочно, а вследствие других причин, основные из которых приводятся ниже:

1. Недостаточное внимание, уделяемое персоналом электростанций работе деаэраторов и, как следствие, запущенность этого участка теплового хозяйства и слабая постановка химического контроля на отдельных электростанциях.

Вследствие этих причин на ряде электростанций работали неудовлетворительно не только деаэраторы с барботажом, но и деаэраторы других типов. После наладки все деаэраторы как с барботажом, так и без него улучшали свою работу.

Проф. Копьев ошибается, когда утверждает, что барботажное устройство на всех электростанциях в настоящее время отключено. Это устройство на целом ряде электростанций продолжает оставаться в эксплуатации. Следует отметить, что применяемые при испытаниях деаэраторов методы анализов, на которые ссылается проф. Копьев, не обладали достаточной и необходимой точностью для вынесения вполне достаточных суждений.

2. Второй причиной и, по нашему мнению, более существенной является то, что конструкция барботажных устройств еще недостаточно разработана и исследована.

Такие примитивные конструкции барботажных устройств, как ЦКТИ — 1940—1941 гг. и Л. К. Рамзина, действительно не могут принести всей той пользы, которую следует ожидать от применения барботажных устройств, так как работа водного

объема бака деаэратора в этих конструкциях не организована.

Позднейшие конструкции ЦКТИ и конструкция ВТИ исходят из более правильных положений и, хотя они основаны еще на «прямоточном» принципе, все же в деаэраторах этих конструкций гидравлика аппарата и воздействие пара на воду несут более организованный характер. Эти системы деаэраторов могут давать больший эффект, чем предложенные первоначально.

Наиболее же правильно конструировать барботажные устройства деаэраторов, основываясь на многократной организованной циркуляции воды в баке деаэратора с применением многократной продувки воды паром.

Исходя из изложенного, следует считать, что правильно сконструированный барботажный деаэратор не может работать хуже, чем деаэратор без барботажного устройства. Наоборот, барботажный деаэратор будет давать лучший эффект и исправлять отдельные ошибки эксплуатации; в частности при барботажном деаэраторе не будут иметь места «проскоки» кислорода.

II. Проф. С. Ф. Копьев в общем правильно указывает, что при барботажном устройстве греющего пара деаэратора давать с большим давлением, что может ухудшать энергетический баланс установки. К этому утверждению нужно все же сделать некоторые замечания, в частности:

1. Количество пара для барботажного устройства обязательно должно составлять 50% от общего количества греющего пара. При применении многократной организованной циркуляции в баке деаэратора количество пара, необходимое для эффективного барботажного устройства, может быть сильно сокращено (по нашему мнению, до 25—30%).

2. Обычно в головку деаэратора помимо воды низкой температуры дается перегретая вода (дренажи), а также пар (например, из расширителей продувки). Если направлять эти источники тепла не в головку, а в барботажное устройство, то количество пара повышенного давления, подводимого к барботажному устройству, еще уменьшится.

При исследовании тепловых схем отдельных электростанций было выяснено, что, используя эти источники тепла для барботажа, можно снизить расход пара повышенного давления до 15—20% и даже иногда ниже.

Следует отметить, что на ряде электростанций, в основном промышленных тэд, использование пара повышенного давления для деаэрации вообще не вызывает ухудшения показателей тепловой схемы и в таких установках через барботажное устройство может быть пропущен весь греющий пар.

III. Проф. С. Ф. Копьев правильно заостряет вопрос о возможных осложнениях в эксплуатации, которые могут дать барботажные деаэраторы при резком снижении нагрузки турбины. Однако эти осложнения не будут иметь места при соответствующих, правильно спроектированных паропроводах греющего пара и установке атмосферных клапанов на высших точках паропроводов («петлях»).

При относительно небольших количествах пара повышенного давления, подводимого к барботажу (до 30%), можно не опасаться трудностей в автоматизации деаэраторов, так как достаточно будет автоматизировать лишь управление подводом пара 1,2 ат.

Таким образом, в статье проф. Копьева не приведено серьезных возражений против применения барботажных деаэраторов, за исключением возражений об энергетических потерях и уменьшения надежности эксплуатации. Однако эти недостатки могут быть сильно уменьшены или даже совершенно избегнуты.

IV. Более существенным является поднятый проф. С. Ф. Копьевым вопрос о целесообразности и необходимости вообще принципа барботажа.

Могут ли вообще деаэраторы без барботажа давать хорошие показатели по удалению кислорода из питательной воды?

На этот вопрос мы считаем возможным ответить утвердительно, во всяком случае для средних давлений пара, а при очень хорошей эксплуатации возможно и для давлений до 100 ат, если будут выдержаны, в частности, следующие условия:

- 1) поддержание головки деаэратора в порядке, ее своевременный ремонт и очистка;
- 2) ввод всей воды в верхнюю часть головки;
- 3) хорошая и надежно работающая автоматика как давления пара, так и уровня воды в баке деаэратора, причем автоматизация уровня и давления должна быть соответственно скоординирована (что не всегда учитывается);
- 4) хорошая вентиляция верха головки; очень часто на этот вопрос обращается мало внимания и величина выпара из головки деаэратора держится недопустимо малой (до 1% и даже ниже).

Нам кажется целесообразным довести величину выпара до 5—10% с использованием выпара в теплообменнике, охлаждаемом питательной водой.

Работа деаэраторов с повышенным давлением принципиально не вносит каких-либо осложнений в процесс дегазации; однако имеющийся в этом

отношении опыт еще недостаточен и возможно, что для таких деаэраторов применение барботажа окажется особенно эффективным.

V. Проф. Копьев не считает существенным удалением из питательной воды свободной углекислоты. С этим его положением согласиться нельзя, так как удаление углекислоты является важным для успешной борьбы с коррозией подогревателей высокого давления, образованием углекислых солей на лопатках турбины и др. С этой точки зрения роль барботажа в деаэраторах будет положительной и наличие в деаэраторах барботажных устройств, несомненно, даст соответствующий эффект.

Что касается глубины разложения бикарбонатов в деаэраторах и роли в этом отношении барботажа, то этот вопрос нельзя считать вполне ясным.

Проф. Копьев ссылается на опыты на Шагурской грэс в 1941 г. Следует отметить, что барботажные устройства, примененные проф. Копьевым, были очень примитивными и не могли давать большого эффекта. Он неправ, считая равноценными процессы, происходящие при кипячении в большом объеме и при работе правильно организованного барботажа.

В работах М. А. Никошиной (МЭИ) на модели пленочного подогревателя выявлено, что при установке барботажа после цилиндров пленочного подогревателя эффективность работы устройства в отношении распада карбонатной жесткости повысилась. Не следует также забывать каталитического влияния окислов железа, обнаруженного М. А. Никошиной.

Проф. Копьев не учитывает также, что процесс распада бикарбоната натрия не идентичен с процессом распада карбонатной жесткости при термической обработке природных вод.

Он прав, когда говорит, что опытов и исследований эффективности барботажа сделано недостаточно и в этом отношении следует упрекнуть как ВТИ, так и ЦКТИ, которые несколько увлеклись проектированием схем промышленных деаэраторов, но не дали твердых и надежных данных для проектирования таких аппаратов и не внесли должной теоретической ясности в этот вопрос.

Однако следует отметить, что и работы Орггрэс в этой области не вносят должной ясности и не дают объективного освещения фактического материала.

В заключение приходим к следующему:

1. Выводы проф. Копьева о ненадежности работы, присущей барботажным деаэраторам, неверны и приводимые им ссылки на неэффективность применения барботажа неубедительны. Барботажные деаэраторы в равных условиях будут работать не хуже, а лучше деаэраторов без барботажа.

2. Высокий эффект обескислороживания в деаэраторах без барботажа может быть достигнут лишь при очень хорошей эксплуатации и весьма надежной автоматике. Желательной является хорошая вентиляция головки деаэратора.

3. При нарушении работы деаэратора без барботажа, неточной работе автоматики неизбежны «проскоки» кислорода, чего можно избежать в барботажных деаэраторах. Вследствие этого

работу барботажных деаэраторов следует признать более надежной. При установке деаэраторов повышенного давления и при повышенной температуре воды в нем эффективность барботажа возрастает.

4. Недостатки барботажных деаэраторов могут быть ослаблены или совершенно избегнуты.

5. Применение барботажных устройств для удаления углекислоты следует признать целесообразным, что имеет существенное значение для электростанций высокого давления.

6. Применение примитивных барботажных

устройств нецелесообразно. Следует идти по пути конструирования барботажных устройств с многократной и организованной циркуляцией.

7. Исследовательским институтам (ВТИ и ЦКТИ) следует провести работы, которые могли бы дать теоретические основания для расчета барботажных деаэраторов и более ясного понимания происходящих процессов. Орггрэс следует более глубоко изучить результаты эксплуатационного опыта деаэраторов с барботажом и рекомендовать область применения барботажных деаэраторов.

### Инж. К. С. Калениченко — Ростовэнерго

В первой половине 1950 г. на Шахтинской грэс Ростовэнерго имелись частые случаи образования свищей в экономайзерах по причине так называемой «кислородной коррозии». Повышение температуры в деаэраторе и присадка сульфита натрия не уничтожали остаточного кислорода в питательной воде перед котлами. Там же часто имели место «проскоки» кислорода выше 0,05 мг/л.

С помощью пробоотборника питательной воды, поставленного перед котлом, было установлено, что остающийся в питательной воде после деаэратора кислород не успевает прореагировать с сульфитом натрия — за время, в течение которого вода проходит от места присадки сульфита до котла (присадка сульфита производилась во всас питательных насосов).

Было решено сделать барботаж по схеме ВТИ, предложенной т. Мамет.

Параллельно на всех электростанциях энергосистемы была уточнена методика определения кислорода: взамен метода Винклера была принята более точная методика Мосэнерго (двойной отбор) и Свердловэнерго (тройной отбор). Анализ по методу Мосэнерго показал, что на одной электростанции (Несветайгрэс) практиковавшийся ранее метод Винклера вносил искажения в сторону увеличения содержания кислорода в питательной воде, а на другой (Артемгрэс) — в сторону уменьшения. По рекомендации представителя Орггрэс (инж. Пик) подготовленные схемы барботажа на Артемгрэс и Несветайгрэс в работу не были включены.

Однако не прекращающаяся коррозия и вызываемые ею осложнения в эксплуатации настойчиво требовали принятия более эффективных мер. Поэтому несколько позднее все деаэраторы электростанций были срочно дооборудованы барботажом и включены в эксплуатацию. Уже после включения схемы барботажа в одном деаэраторе и направления в него всего добавка химически очищенной воды, эффект получился разительный. Электростанция начала, хотя еще неустойчиво, работать с нулевым содержанием кислорода. Устойчивость была достигнута после включения всех деаэраторов и наладки их работы.

Все деаэраторы ранее были оборудованы авто-

матикой. Автоматика на них действует вполне удовлетворительно при барботаже так же, как и без барботажа, и с ее помощью удалось быстрее наладить нужный режим.

После получения такого эффекта по одной электростанции был включен и налажен барботажный режим работы на деаэраторе атмосферного типа другой электростанции (Каменская тэц); эффект был получен такой же.

На Артемгрэс расхода дополнительного пара не потребовалось; если бы он и потребовался, то такой расход вполне был бы оправдан. На электростанции прекратились остановки котлов из-за коррозионных свищей.

Утверждение проф. Копьева, что на Артемгрэс барботажное устройство отключено вследствие нежелания подвергать турбину опасности аварии, неправильно.

Применение тех или иных мероприятий, рекомендуемых ВТИ или Орггрэс, должно быть согласовано с местными условиями. Так, например, мы согласились с предложением Орггрэс — не включать барботаж на деаэраторах Несветайгрэс, потому что здесь мы не имели ни одного случая выхода из строя оборудования из-за кислородной коррозии. А это, как известно, лучший критерий качества работы деаэрации. Также мы не имели и не имеем случаев коррозии и на оборудовании Каменской тэц, связанных с работой деаэратора, имеющего барботажное устройство. При этом и на Несветайгрэс и на Каменской тэц деаэраторы, о которых идет речь, работают под давлением 4—5 ат. В то же время работникам электростанции известно, как трудно в эксплуатационных условиях получить надежную деаэрацию в деаэраторах вакуумного типа. Достаточно хорошо известно также, как время от времени деаэраторы атмосферного типа вдруг дают «проскок» кислорода, до тех пор, пока не очистят головки деаэратора, и потом после некоторого времени снова начинается «проскок», несмотря на поддержание некоторого избыточного давления.

Практика, таким образом, подсказывает, что неправ и т. Мамет, требуя оборудовать решительно все деаэраторы барботажом, как неправ и проф. С. Ф. Копьев, предлагая отказаться от барботажа также во всех случаях.



# Испытание турбин с ухудшенным вакуумом и построение номограммы режимов

Инж. Б. Т. Рунов

До настоящего времени не существует установленной методики проведения тепловых испытаний и способа построения номограммы режимов турбин с ухудшенным вакуумом.

Применяющаяся обычно для нормальных конденсационных турбин с отбором пара диаграмма режимов, строящаяся для определенного вакуума в конденсаторе, для турбин с ухудшенным вакуумом непригодна вследствие весьма широкого в этом случае диапазона изменения абсолютного давления в конденсаторе  $p_2$ .

При эксплуатации турбин с ухудшенным вакуумом персоналу станции в основном требуется знать зависимость между количеством циркуляционной воды  $W_{\text{с}}$ , ее нагревом в конденсаторе  $\Delta t$  и расходом пара в конденсатор  $D_2$ .

При наличии регулируемого отбора пара эта зависимость осложняется переменным расходом пара в отбор  $D_n$  или переменной электрической нагрузкой на турбину  $P$  (при одном и том же расходе пара в конденсатор).

Программа испытаний турбин с ухудшенным вакуумом должна состоять из опытов с несколькими вариантами нагрева и расхода циркуляционной воды.

Перераспределение теплопадения по ступеням турбины при ее переводе на режим с ухудшенным вакуумом происходит только на последних ступенях части низкого давления. Поэтому испытание двухцилиндровой турбины на ухудшенном вакууме при наличии тепловых характеристик ее работы на нормальном конденсационном режиме сводится к испытанию части низкого давления вместе с конденсатором.

## Условия надежности работы турбин

При испытании турбин с ухудшенным вакуумом основными условиями, ограничивающими задание режимов, являются:

1) резкое уменьшение тепловых перепадов на последних ступенях, что вызывает сильное повышение температуры зоны последних ступеней и выхлопного патрубка турбины, а также увеличение осевого усилия и дополнительную нагрузку упорного подшипника;

2) повышение температуры отработавшего пара, которое влечет за собой увеличение темпера-

турных деформаций трубок конденсатора и возможность расстройств соединений в трубных досках.

Так, например, при испытаниях, о которых идет речь ниже, исходя из предварительных расчетов и опытных данных, была принята предельная температура отработавшего пара  $130^\circ\text{C}$ . Осевое усилие контролировалось непрерывным наблюдением за температурой упорного подшипника, которая, как правило, повышалась не более чем на  $2\text{--}3^\circ\text{C}$  против температуры при конденсационном режиме.

Водяная плотность конденсатора контролировалась путем определения жесткости конденсата. Все испытания прошли без нарушений плотности конденсаторов. Следует иметь в виду, что на плотность конденсатора помимо температурных деформаций оказывает существенное влияние и увеличенное давление, создаваемое теплофикационными насосами.

При переводе на ухудшенный вакуум особое внимание уделялось конденсатным насосам в связи с высокой температурой забираемого ими конденсата. Для предотвращения срывов насосов испытания на ухудшенном вакууме проводились при повышенном уровне конденсата в конденсаторе.

## Возможные схемы работы турбин

Существуют две основные схемы работы турбин с ухудшенным вакуумом:

1. Замкнутая схема, когда вода, нагретая в конденсаторе турбины до заданной температуры, направляется в тепловую сеть и охлажденная возвращается обратно в конденсатор.

2. Разомкнутая схема (непосредственный водоразбор), когда вода, поступающая из водоема (реки, озера и т. п.), нагревается в конденсаторе и отдается потребителю без возврата.

При замкнутой схеме величина потребного нагрева воды в конденсаторе обычно не превышает  $\Delta t_{\text{с}} = 20\text{--}25^\circ\text{C}$ , при схеме непосредственного водоразбора  $\Delta t_{\text{с}} = 50\text{--}70^\circ\text{C}$ . При замкнутой схеме конденсатор работает в несколько лучших условиях ввиду большей равномерности нагрева трубок и корпуса; вместе с тем он становится под повышенный напор теплофикационных

насосов, что может отрицательно сказаться на его водяной плотности.

В остальном работа установки по разным схемам протекает при сходных условиях.

### Температурный напор конденсаторов

Поскольку внутренняя мощность части низкого давления турбины при работе ее с ухудшенным вакуумом существенно зависит от давления в конденсаторе, определяющегося режимом работы тепловой сети, при подсчете электрической мощности агрегата для заданных условий возникает необходимость в достаточно надежном определении давления  $p_2$ .

До настоящего времени нет достаточного количества данных о работе конденсаторов на режиме с ухудшенным вакуумом. Данные, полученные при испытании четырех турбин (рис. 1), не позволили выявить для условий ухудшенного вакуума отчетливой зависимости температурного напора в конденсаторах от расхода и начальной температуры циркуляционной сетевой воды. Повидимому, влияние расхода и температуры воды на температурный напор в этих условиях незначительно и лежит в пределах точности производившихся измерений.

Косвенным подтверждением последнего могут служить данные, которые относятся к конденсаторам, работающим с нормальным вакуумом. Кривые температурных напоров конденсаторов, приводящиеся в типовых характеристиках МЭС, весьма отчетливо обнаруживают, что с повышением температуры входящей циркуляционной воды влияние последней на температурный напор сильно уменьшается. Из данных ВТИ следует также, что с повышением температуры воды уменьшается влияние и ее расхода на температурный напор. При этом следует еще иметь в виду, что вследствие ухудшенного вакуума, когда нагрев воды в конденсаторе велик, правильнее исходить не из начальной, а из средней температуры охлаждающей воды. Последняя же оказывается довольно высокой и при схеме с непосредственным водоразбором, когда начальная температура воды может быть низкой.

Давление в конденсаторе  $p_2$  связано с температурным напором  $\delta t$  через температуру насыщения отработавшего пара

$$t'' = t_2'' + \delta t, \quad (1)$$

где  $t_2''$  — температура воды на выходе из конденсатора.

Обычно при режиме работы с ухудшенным вакуумом температурный напор  $\delta t$  невелик сравнительно с  $t_2''$  и составляет не более 20% от  $t''$ . Это обстоятельство наряду с отмеченной выше незначительностью влияния расхода и температуры воды на  $\delta t$  позволяет при построении диаграммы режимов для турбины с ухудшенным вакуумом приближенно принимать  $\delta t$ , зависящим только от расхода отработавшего пара  $D_2$ . Возможная при этом ошибка в определении температурного напора (судя по имеющимся данным, она

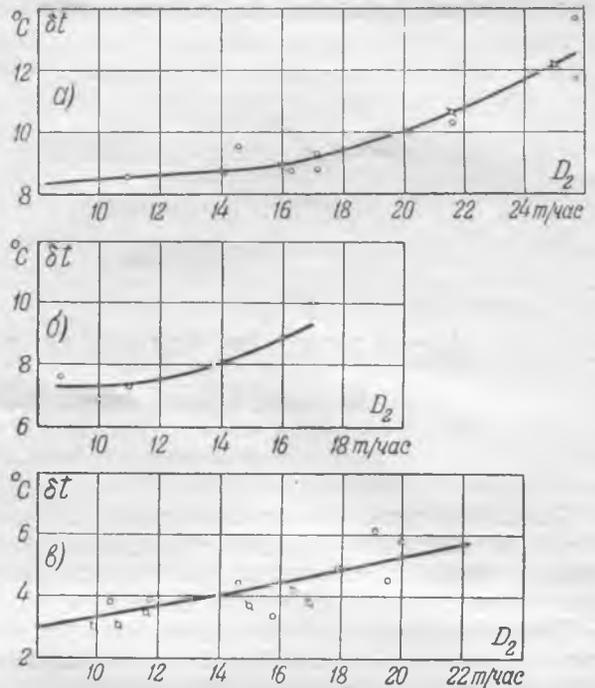


Рис. 1. Зависимость температурного напора в конденсаторе от расхода отработавшего пара при режиме работы с ухудшенным вакуумом.

а — конденсатор турбины ЛМЗ 4000 кат; б — конденсатор турбины МАН 4000 кат; в — два конденсатора турбин МВ 4300 кат.

○ — опыты при замкнутой схеме ( $t_1'' = 35 \pm 5^\circ\text{C}$ ;

$W_6 = 450 \pm 600 \text{ м}^3/\text{час}$ ;

⊗ — опыты при схеме горячего водоразбора

( $t_1'' = 0^\circ\text{C}$ ;  $W_6 = 80 \pm 200 \text{ м}^3/\text{час}$ ).

не должна превосходить примерно  $\pm 2^\circ\text{C}$ ) приводит к погрешности в оценке мощности агрегата при рабочих режимах (электрическая нагрузка, близкая к номинальной, и относительно высокая нагрузка регулируемого отбора) порядка 1%. При меньших электрических нагрузках и расходах отбираемого пара погрешность возрастает.

### Методика построения номограммы

Ниже излагается методика построения диаграммы (в данном случае ее правильнее назвать номограммой) режимов для турбины с ухудшенным вакуумом на примере обработки результатов испытания турбины типа АП-4 при работе ее по схеме непосредственного водоразбора<sup>1</sup>. Обработка результатов испытания при работе по замкнутой схеме производится аналогично.

Турбина ЛМЗ, конденсационная, с регулируемым отбором пара на производство рассчитана на начальные параметры пара  $p = 30 \text{ атм}$  и  $t_0 = 375^\circ\text{C}$ . Регулирование — дроссельное; имеется один дроссельный клапан и два перепускных клапана в цилиндре низкого давления.

Максимальный расход пара через турбину  $D_1 = 44 \text{ м}^3/\text{час}$ . Максимальный расход отбираемого пара  $D_n = 33 \text{ м}^3/\text{час}$  при давлении в отборе  $p_n = 5 \text{ атм}$ .

Конденсатор — трехходовой, с поверхностью охлаждения  $565 \text{ м}^2$ . Трубки конденсатора с од-

<sup>1</sup> В составлении номограммы помимо автора принимали участие инж. С. П. Харавин и техник Г. С. Гришин.

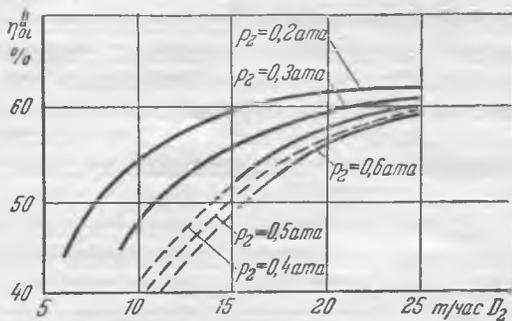


Рис. 2. Зависимость внутреннего относительного к. п. д. части низкого давления турбины  $\eta_{oi}^{II}$  от расхода пара через конденсатор  $D_2$  и абсолютного давления в конденсаторе  $p_2$ .

ной стороны развальцованы, а с другой имеют сальники. Номинальный расход охлаждающей воды при конденсационном режиме  $W_a^u = 1600 \text{ м}^3/\text{час}$ .

Исходя из требований потребителя и учитывая условия надежной работы установки, были намечены опыты при расходах охлаждающей воды  $W_a = 85 \text{ м}^3/\text{час}$ ;  $130 \text{ м}^3/\text{час}$ ;  $170 \text{ м}^3/\text{час}$  и  $200 \text{ м}^3/\text{час}$ . Опыты проводились при нагревах воды  $\Delta t_a = 50^\circ \text{C}$ ;  $70^\circ \text{C}$  и  $75^\circ \text{C}$ .

Непосредственно из испытания турбины на ухудшенном вакууме должны быть построены следующие исходные зависимости:

1. Зависимость температурного напора  $\delta t$  от расхода пара в конденсатор  $D_2$  (рис. 1, а).

2. Зависимость внутреннего относительного к. п. д. части низкого давления турбины  $\eta_{oi}^{II}$  от расхода пара в конденсатор  $D_2$  для различных абсолютных давлений в конденсаторе  $p_2$  (рис. 2).

3. Зависимость температуры отработавшего пара  $t_2^\circ \text{C}$  от расхода пара в конденсатор и температуры циркуляционной (сетевой) воды на выходе из конденсатора  $t_2^\circ \text{C}$  при приблизительно постоянном общем расходе пара на турбину  $D_1 \text{ м}^3/\text{час}$  (рис. 3).

К этим зависимостям добавляются еще две, полученные из имеющейся характеристики турбогенератора или из результатов его предварительного испытания на нормальном конденсационном режиме.

4. Зависимость внутренней мощности и относительного к. п. д. части высокого давления турбины  $P_i^I$  и  $\eta_{oi}^I$  от расхода пара на турбину (рис. 4).

5. Зависимость величины суммарных потерь турбогенератора  $\Sigma P_{\text{потерь}}$  от электрической мощности турбины  $P$ .

График температурного напора дает возможность установить зависимость абсолютного давления в конденсаторе от расхода пара при различных температурах выходящей циркуляционной воды (см. ниже график I результирующей номограммы на рис. 7).

Подсчет ведется следующим образом.

Из зависимости, представленной на рис. 1, а, выписываются значения температурных напоров для различных расходов пара в конденсатор. Далее находится с помощью формулы (1) температура  $t''$  при постоянной температуре выходящей циркуляционной воды  $t_2^b$ .

По температуре  $t''$  по таблице для насыщенного пара находится абсолютное давление в конденсаторе и строится линия зависимости давления в конденсаторе от расхода пара  $D_2$  для определенной температуры выхода циркуляционной воды.

Затем построение ведется в том же порядке для других температур выходящей циркуляционной воды, и таким путем получается график I номограммы режимов (см. ниже рис. 7).

Полученный график дает возможность определить величину абсолютного давления в конденсаторе при определенных расходах пара в конденсатор и температуре выходящей из конденсатора циркуляционной воды.

Вместе с тем из этого графика можно определить и максимально допустимый нагрев воды, исходя из условий устойчивости вакуума. Экспериментальная проверка при данном испытании показала, что максимально допустимое абсолютное давление в конденсаторе испытываемой турбины не должно было превышать  $0,6 \text{ ата}$ ; дальнейшее повышение давления приводило к неустойчивому режиму работы конденсатора.

Таким образом, в этом случае максимально возможная температура выходящей циркуляционной воды была равна приблизительно  $77^\circ \text{C}$ .

Вслед за этим строится график зависимости расхода охлаждающей воды  $W_a$  и ее нагрева  $\Delta t_a$  от расходов пара в конденсатор (см. график II результирующей номограммы).

Как известно, расход пара в конденсатор можно найти из уравнения теплового баланса конденсатора

$$D_2 = \frac{W_a \Delta t_a}{i_2 - t_k}, \quad (2)$$

где  $i_2$  — теплосодержание отработавшего пара,  $\text{ккал}/\text{кг}$ ;  
 $t_k$  — температура конденсата,  $^\circ \text{C}$ .

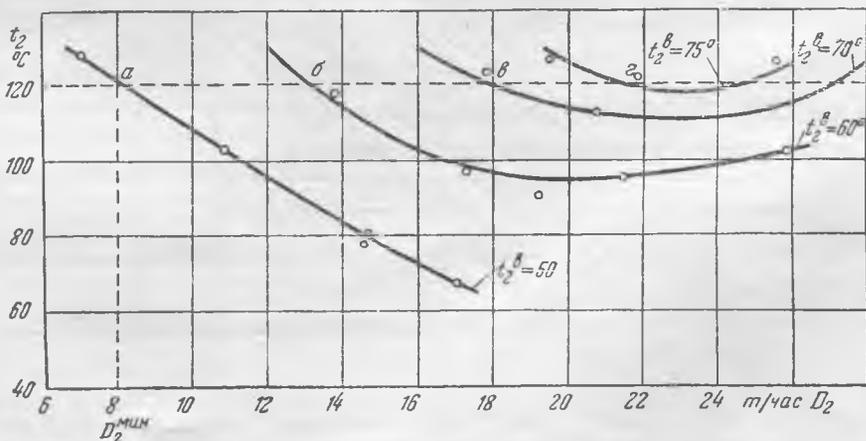


Рис. 3. Зависимость температуры отработавшего пара  $t_2$  от расхода пара через конденсатор  $D_2$  и температуры циркуляционной воды на выходе из конденсатора  $t_2^b$  при  $D_1 \approx 40 \text{ м}^3/\text{час}$ .

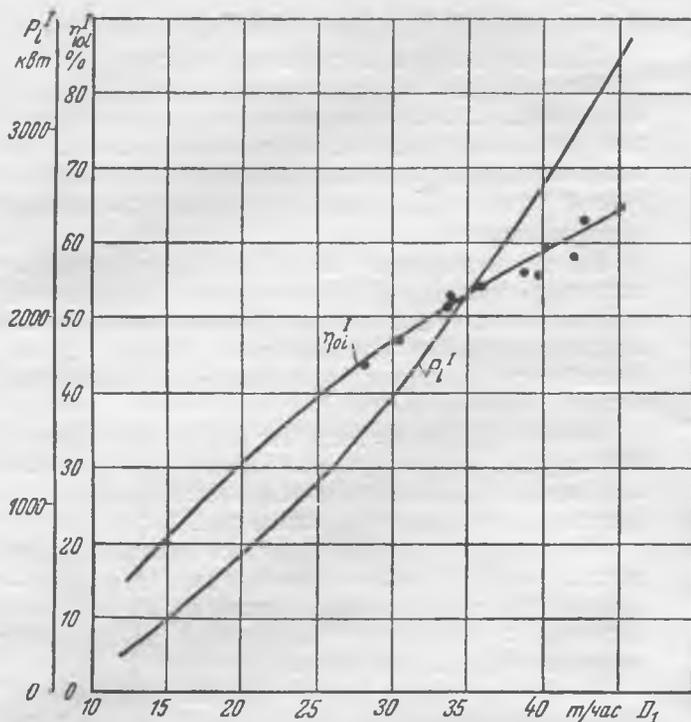


Рис. 4. Зависимость внутренней мощности и относительного к. п. д. части высокого давления  $P_i^I$  и  $\eta_{oi}^I$  от расхода пара через турбину  $D_1$ .

Из серии опытов с одинаковым расходом воды можно, почти без погрешности, взять среднее значение разности  $l_2 - t_k$ . Тогда значения этой разности будут функцией только расхода воды, и можно построить любой густоты сетку рассматриваемой зависимости, определяя  $l_2 - t_k$  для промежуточных значений расходов циркуляционной воды путем интерполяции.

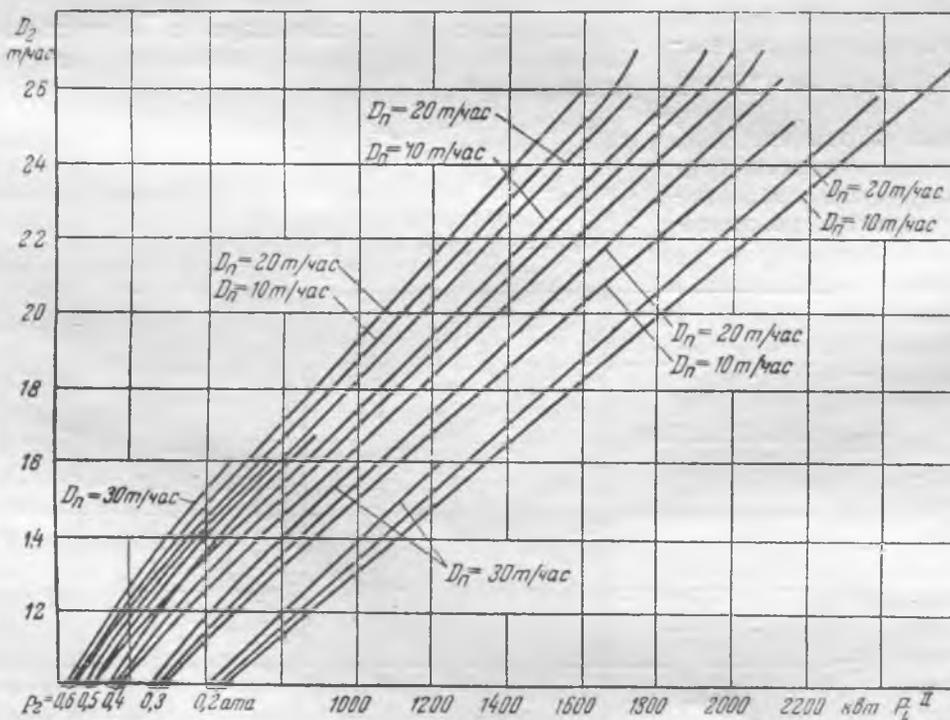


Рис. 5. Зависимость внутренней мощности части низкого давления турбины  $P_i^{II}$  от расходов пара через части высокого и низкого давления  $D_2$ ,  $D_n + D_2$  и абсолютного давления в конденсаторе  $P_2$ .

Пользование этой зависимостью возможно только с учетом предельно допустимых в эксплуатационных условиях режимов и, в частности, с учетом максимально допустимой температуры отработавшего пара в выхлопном патрубке турбины. Это ограничение устанавливает минимальный расход пара в конденсатор.

Для определения границ графика II номограммы применяют зависимость температуры отработавшего пара от расхода пара через турбину, представленную на рис. 3.

Если, например, принять, что предельно допустимая температура отработавшего пара равна  $120^\circ\text{C}$  и на графике рис. 3 провести горизонтальную линию, соответствующую температуре  $120^\circ\text{C}$ , то она пересечет кривые в точках, соответствующих минимально допустимым пропускам пара в конденсатор при определенных значениях температуры выходящей воды (точки *a, б, в, г*).

Линия, нанесенная пунктиром на графике II результирующей номограммы, отсекает зону допустимых по нагревам эксплуатационных режимов в пределах, когда температура отработавшего пара не превышает  $120^\circ\text{C}$ .

Как видно из этого графика, минимально допустимый расход пара в конденсатор (при нагреве  $\Delta t_a = 50^\circ\text{C}$ ) при принятом условии равен  $D_2 = 8 \text{ т/час}$ . Это обуславливает минимальный расход воды через конденсатор  $\sim 100 \text{ т/час}$ .

Следующим этапом обработки результатов испытания является построение зависимости внутренней мощности части низкого давления  $P_i^{II}$  от расхода пара в конденсатор  $D_2$  при различных абсолютных давлениях в конденсаторе  $p_2$  и различных отборах пара  $D_n$ , т. е. с учетом влияния дросселирования пара регулирующим клапаном и перепускными клапанами (из части высокого давления в часть низкого давления).

Подсчет внутренней мощности части низкого давления производится по формуле

Подсчет внутренней мощности части низкого давления производится по формуле

$$P_i^{II} = \frac{D_2 H_0^{II} \eta_{oi}^{II}}{860} \text{ кВт}, \quad (3)$$

где  $H_0^{II}$  — располагаемое теплотопадение в части низкого давления при расходе пара на турбину  $D_1$ ,  $\text{т/час}$  (с учетом дросселирования пара регулирующим клапаном);  $\eta_{oi}^{II}$  — внутренний относительный к. п. д. части низкого давления с учетом дросселирования, кото-

рый определяется из выражения

$$\eta_{oi}^{II} = \eta_{oi}^{II} \cdot \eta_{oi}^{\partial p}$$

в котором

$\eta_{oi}^{II}$  — внутренний относительный к. п. д. части низкого давления — определяется из рис. 2 при соответствующих абсолютных давлениях в конденсаторе;

$\eta_{oi}^{\partial p}$  — к. п. д. дросселирования пароперепускных клапанов части низкого давления — находится путем подсчетов по теплопадениям из *is*-диаграммы.

Начальная точка процесса в *is*-диаграмме определяется с учетом дросселирования пара регулирующим клапаном.

Результаты подсчетов отдельных величин, входящих в формулу (3), и конечные результаты подсчета внутренней мощности части низкого давления сводятся в таблицы. Ниже приводятся в сокращенном виде такие таблицы для рассматриваемого нами примера (см. табл. 1—4).

По данным табл. 3 строится искомая зависимость, приведенная на рис. 5.

Затем строится зависимость электрической мощности турбины *P* от внутренней мощности части низкого давления  $P_i^{II}$ , количества отборного пара  $D_n$  и абсолютного давления в конденсаторе  $p_2$ .

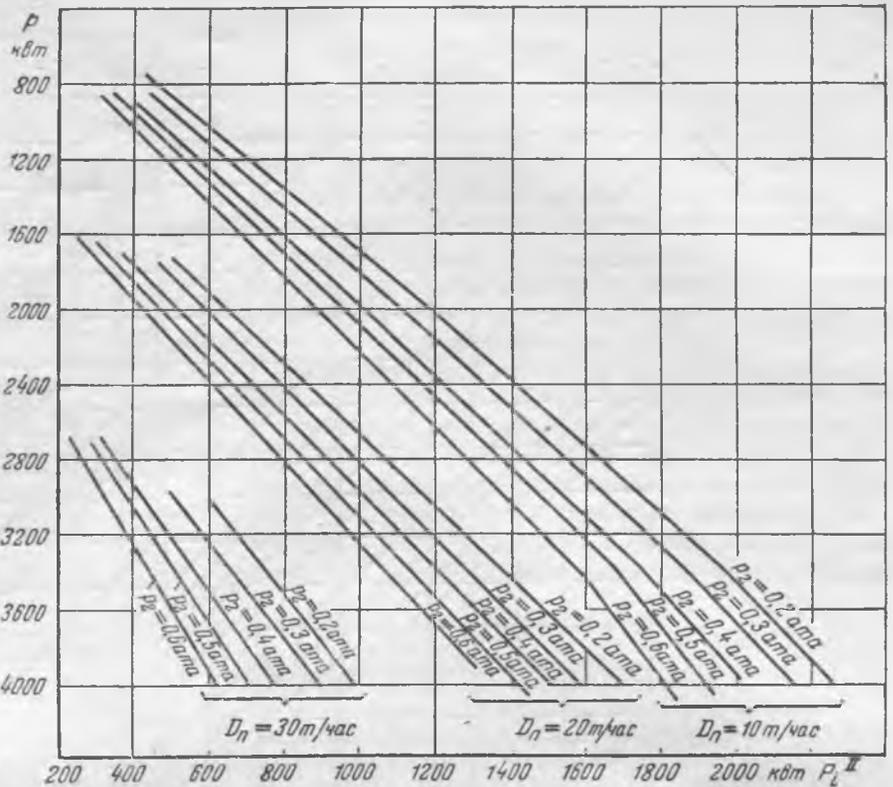


Рис. 6. Зависимость мощности турбины *P* от внутренней мощности части низкого давления  $P_i^{II}$ , количества отборного пара  $D_2$  и абсолютного давления в конденсаторе  $p_2$ .

Таблица 2

Подсчет к. п. д. дросселирования пара в перепускных клапанах части низкого давления  $\eta_{\partial p}^{II}$

$D_2, \text{ т/час}$	$D_n, \text{ т/час}$	Коэффициент полезного действия дросселирования $\eta_{\partial p}^{II}$ % при $p_2$				
		0,2 атм	0,3 атм	0,4 атм	0,5 атм	0,6 атм
10	10	73,9	68,8	65,4	61,0	57,8
	30	74,0	69,5	66,8	62,9	59,5
20	10	93,0	92,4	91,5	90,3	90,1
	20	93,0	92,0	91,5	90,0	89,7

Примечание. Значения к. п. д. дросселирования  $\eta_{\partial p}^{II}$  определяются от соответствующих начальных точек процесса в части низкого давления при теплосодержании  $i_1$ .

Таблица 1

Подсчет располагаемых теплопадения части низкого давления  $H_0^{II}$

$D_1, \text{ т/час}$	20	25	30	35	40	43
$H_1^I, \text{ ккал/кг}$	31,5	38,5	46	51,5	53	61,5
$i_2^I, \text{ ккал/кг}$	726,0	719,0	711,5	706,0	699,5	696,0

Абсолютное давление в конденсаторе, атм	Располагаемые теплопадения части низкого давления $H_0^{II}$ , ккал/кг					
0,2	142,0	139,0	137,0	135,0	131,5	130,0
0,4	117,5	114,0	112,5	110,5	107,0	106,5
0,6	102,0	98,5	97,0	95,5	92,5	92,0

Примечания:

1. Начальное теплосодержание свежего пара берется при номинальных параметрах ( $p_0=30 \text{ атм}$ ,  $t_0=375^\circ \text{ С}$ ) и равно  $i_0=737,5 \text{ ккал/кг}$ .

2. Используемое теплопадение части высокого давления определяется с помощью опытных значений внутреннего относительного к. п. д. части высокого давления  $\eta_{oi}^I$  (рис. 4).

3. Начальное теплосодержание пара перед частью низкого давления  $i_1^I$  определяется с учетом дросселирования регулирующим клапаном (перед частью высокого давления).

Таблица 3

Подсчет внутренней мощности части низкого давления  $P_i^{II}$

$D_n, \text{ т/час}$	$D_2, \text{ т/час}$	$D_1, \text{ т/час}$	Внутренняя мощность части низкого давления $P_i^{II}$ кВт при $p_2$				
			0,2 атм	0,3 атм	0,4 атм	0,5 атм	0,6 атм
10	10	20	659	484	366,4	302,0	253,5
	20	30	1823	1562	1381	1241	1130
	30	40	2844	2510	2240	2060	1870
30	10	40	612	454	340	284	236,8
	13	43	919	730	544	501	435

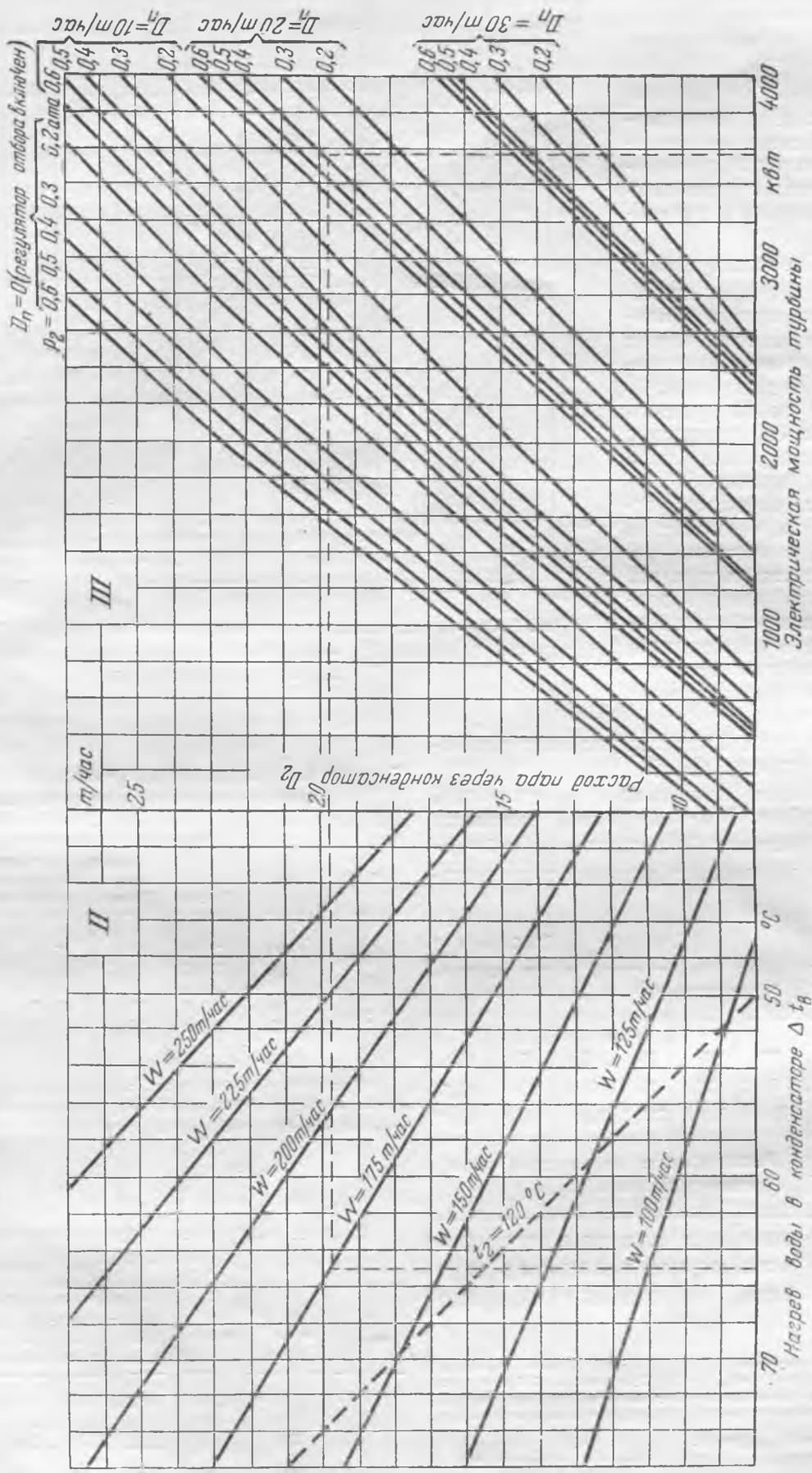


Рис. 7. Номограмма режимов турбин с ухладшенным вакуумом, построенная при условии:  $p_0 = 30 \text{ атм}$ ;  $t_0 = 375^\circ \text{C}$ ;  $p_n = 5 \text{ атм}$ ;  $t_1^0 = 0^\circ \text{C}$  и  $\cos \varphi = 0,8$  (графики II и III).

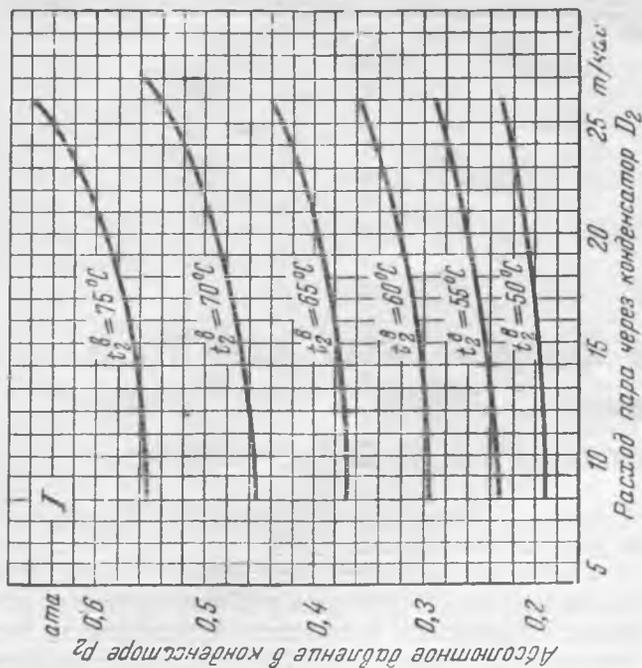


Рис. 7 (график 1).

Таблица 4

Подсчет суммарной электрической мощности турбины  $P$

$D_n$ , т/час	$p_2$ , ата	$D_2$ , т/час	10	15	20	25	27
10	0,2	$P_i^I$ квт	700	1080	1570	2120	—
		$P_i^{II}$ "	659	1241	1823	2383	—
		$\Sigma P_{потерь}$ квт	220	231	248	270	—
		$P$ квт	1139	2090	3135	4238	—
10	0,4	$P_i^I$ "	700	1080	1570	2120	2310
		$P_i^{II}$ "	306,5	858	1381	1893	2080
		$\Sigma P_{потерь}$ квт	218,5	225	241	263	270
		$P$ квт	848	1718	2710	3750	4120

Для этого может быть использована формула подсчета суммарной электрической мощности турбины

$$P = P_i^I + P_i^{II} - \Sigma P_{потерь} \text{ квт.} \quad (4)$$

Величина  $P_i^I$  — внутренняя мощность части высокого давления — определяется из графика рис. 4, построенного по опытным данным, с использованием опытного к. п. д. части высокого давления  $\eta_{oi}^I$ :

$$P_i^I = \frac{D_1 H_0 \eta_{oi}^I}{860} \text{ квт.} \quad (5)$$

Величина  $\Sigma P_{потерь}$  — суммарные электрические потери — определяется по опытным значениям к. п. д. генератора.

Подсчеты ведутся в порядке составления табл. 4 и на основании данных этой таблицы строится график (рис. 6).

Заключительной операцией является совмещение двух построенных графиков (рис. 5 и 6) по общей оси внутренней мощности части низкого давления  $P_i^{II}$  и построение результирующего графика  $III$  номограммы (рис. 7) зависимости мощности турбины от распределения потоков пара между частью высокого давления и частью низкого давления и от абсолютного давления в конденсаторе.

Пользуясь полученной номограммой, нетрудно определить режим работы турбины при заданном отпуске тепла, величине нагрева и расходе воды.

Допустим, что требуется определить, какую электрическую нагрузку можно иметь на турбине, работающей по теплофикационному графику, если производству требуется вода в количестве  $W_6 = 175 \text{ т/час}$ , нагретая с  $t_1^a = 0^\circ\text{C}$  до  $t_2^a = 65^\circ\text{C}$ , и пар давлением  $5 \text{ ата}$  в количестве  $D_n = 20 \text{ т/час}$ .

С этой целью по графику  $II$  номограммы для данного расхода и нагрева воды определяем расход пара через конденсатор, который получается равным  $19,7 \text{ т/час}$ . Далее, по графику  $I$  номограммы для данного расхода пара через конденсатор  $19,7 \text{ т/час}$  и температуры нагрева  $65^\circ\text{C}$  находим соответствующее им давление в конденсаторе, которое оказывается равным  $p_2 = 0,395 \text{ ата}$ .

По определенному расходу пара в конденсатор и абсолютному давлению пара при заданном отборе в количестве  $20 \text{ т/час}$  из графика  $III$  номограммы находим, что электрическая нагрузка турбины будет составлять  $P = 3560 \text{ квт}$ .

При первом рассмотрении полученной номограммы может показаться неудачным «разрыв» в порядке пользования графиком. Однако на практике это не так. Для турбин с ухудшенным вакуумом определяющим фактором является тепло, отдаваемое с водой потребителю, т. е. количество воды, нагретой до определенной температуры. Электрическая нагрузка и отбор имеют второстепенное значение, а абсолютное давление в конденсаторе устанавливается весьма произвольно. Поэтому в эксплуатационных условиях обычно пользуются графиками  $II$  и  $III$  номограммы: определив из графика  $II$  необходимый расход пара в конденсатор, подбирают затем из графика  $III$  по соответствующему расходу пара в отбор электрическую нагрузку, довольно широко варьируя абсолютным давлением в конденсаторе.

Экспериментальная проверка номограммы режимов, построенной описанным способом, показала вполне достаточные по точности результаты.

Данная номограмма, как и всякая другая «диаграмма режимов», действительна для определенной турбины и верна для других турбин того же типа и серии только при нормальной воздушной плотности и одинаковом состоянии конденсаторов (одинаковых температурных напорах).



# Сборные железобетонные фундаменты для опор линий электропередачи

Инж. П. М. Свердлов, инж. Б. В. Соколов и инж. Г. С. Тер-Ованесов

Строительство и конструкции высоковольтных линий электропередачи обладают рядом особенностей, отличающих эти конструкции от обычных сооружений.

Конструктивной особенностью линейных сооружений является работа опор на большие изгибающие моменты от ветровой нагрузки на опору и провода и тяжения проводов при малой величине вертикальной нагрузки. В связи с этим необходимо надежное закрепление опоры в грунте.

Производственными особенностями являются большая разбросанность работ по трассе линии, протяженность которой достигает нескольких сот километров; малый объем работ в каждой отдельной точке; неприспособленность линейных условий для выполнения бетонных, каменных и прочих строительных работ и тяжелые условия для транспорта материалов и конструкций к месту работ.

При этих условиях устройство массивных бетонных или железобетонных фундаментов под опоры очень трудоемко и дорого, особенно в зимних условиях.

Помимо того бетонные работы на месте установки опоры замедляют темпы строительства линий вследствие необходимости приготовления на месте бетона, установки опалубки, укладки и выдержки бетона.

Объем укладываемого в фундамент бетона по сравнению с весом самой мачты достаточно велик. Так, для опор 110 кВ с узкой базой на 1 т веса опоры приходится от 5 до 9 м<sup>3</sup> бетона, или

в среднем 17 т, а для опор с широкой базой — от 4 до 6 м<sup>3</sup> бетона, или 12 т.

Стремление облегчить производственные процессы на месте и ускорить работы привело к широкому внедрению в практику строительства высоковольтных линий металлических фундаментов, получивших наименование подножников.

Однако металлические фундаменты, обладая малым весом, наибольшей транспортабельностью и простотой в изготовлении и сборке, не свободны от двух существенных недостатков: они требуют большого расхода профильной стали и неустойчивы против коррозии, особенно в условиях агрессивной среды.

Средний расход стали на металлические фундаменты для линий 110 кВ составляет для опор с узкой базой 46% от расхода стали на опору, а для широкобазных опор — 35%. Опасение коррозии стали в грунте требует периодического осмотра состояния конструкций.

Наиболее рациональными, сочетающими преимущества как металлических, так и бетонных фундаментов, являются сборные железобетонные фундаменты. Обладая достаточной коррозиоустойчивостью, они значительно легче массивных фундаментов и по сравнению с металлическими фундаментами требуют меньшего расхода металла.

В табл. 1 приведены сравнительные данные по весу и расходу материалов на фундаменты для трех типов опор линий электропередачи 110—220 кВ — промежуточной узкобазой 110 кВ (рис. 1,а), анкерной широкобазой 110 кВ (рис. 1,б) и промежу-

Основные показатели различных фундаментов

Таблица 1

Опора	Массивный фундамент		Сборный железобетонный фундамент						
			Вес, т	Объем бетона, м <sup>3</sup>	Расход металла, т				
Тип	По рис. 1	Вес, т	Объем бетона, м <sup>3</sup>	Расход металла (для анкеровных болтов), т	Металлический фундамент	Вес, т	Объем бетона, м <sup>3</sup>	Расход металла, т	
Одноцепная промежуточная узкобазая 110 кВ (тип „Крымский“)	а	1,64	22,5/13,7	9,81/6,00	0,09/0,06	0,64/0,39	3,02/1,84	1,16/0,71	0,32/0,19
Одноцепная анкерная широкобазая 110 кВ (тип „Крымский“)	б	3,38	40,5/12,1	17,75/5,25	0,11/0,03	1,33/0,39	5,41/1,60	2,08/0,62	0,45/0,13
Одноцепная промежуточная узкобазая 220 кВ (тип „Рюмка“)	в	4,40	48,1/11,0	20,94/4,75	0,14/0,03	1,30/0,30	4,16/0,95	1,60/0,36	0,57/0,13

Примечание. В числителе даны абсолютные величины, а в знаменателе — удельные показатели на 1 т веса опоры.

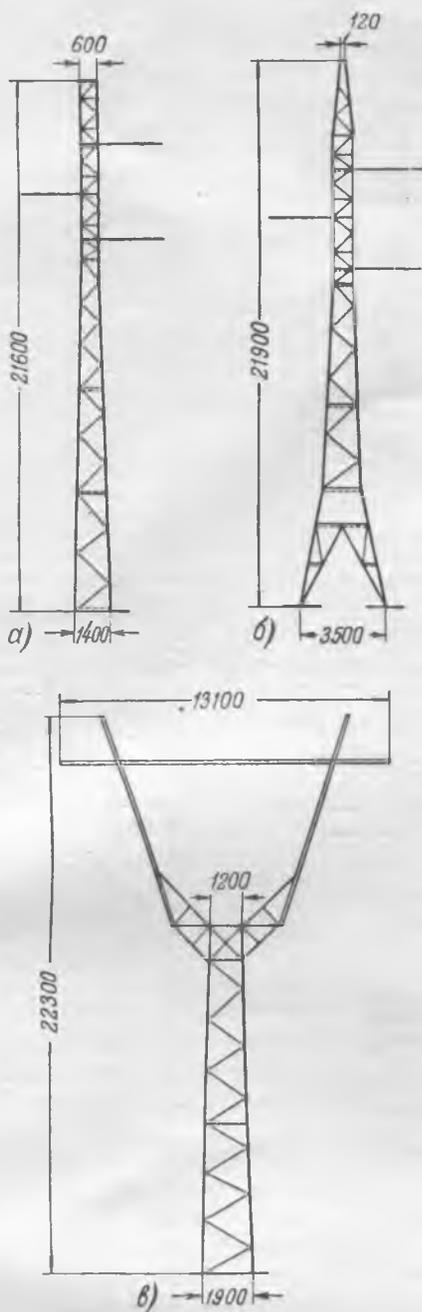


Рис. 1.

жуточной узкобазой 220 кв типа «Рюмка» (рис. 1, в). Из таблицы видно, что сборные железобетонные фундаменты дают снижение веса по сравнению с массивными в среднем на 89%, а расход металла в них на 58% ниже металлических фундаментов.

Эти показатели могут быть улучшены при изготовлении сборных железобетонных фундаментов из бетона повышенных марок, применении сварных сеток и арматуры периодического профиля.

Однако в практике линейного строительства сборные железобетонные фундаменты имеют ограниченное распространение. Это объясняется отсутствием экономичной по сравнению с металлическими фундаментами конструкции, отвечающей требованиям линейного строительства.

В целях изыскания такой конструкции «Теплоэлектропроектом» был разработан ряд различных

сборных железобетонных фундаментов применительно к опорам, показанным на рис. 1. По характеру их можно разделить на четыре группы:

I. Раздельно-блочные, состоящие из четырех отдельных, не связанных между собой блоков (рис. 2). Каждый блок состоит из одного или нескольких скрепленных друг с другом элементов (*a* и *б* — под узкобазую опору и *в* и *г* — под широкобазую опору).

Фундаменты *a*, *в* и *г* могут собираться как на заводе, так и на месте установки. Разделение этих фундаментов на плоскостные элементы упрощает их изготовление и перевозку.

Соединение стойки с плитой с помощью металлических деталей (штырей), подверженных коррозии, существенно снижает конструктивные качества фундаментов по рис. 2, *a*, *в* и *г*. Фундамент по рис. 2, *б* не имеет монтажных узлов, но более сложен в изготовлении.

Раздельно-блочные фундаменты допускают установку их простейшими средствами, в частности при помощи легкой треноги. Не представляет затруднений также установка фундаментов в створе линий электропередачи.

Недостатком раздельно-блочных фундаментов для узкобазых опор является необходимость временного раскрепления блоков при подъеме опоры.

Наиболее целесообразны раздельно-блочные фундаменты для широкобазых опор. Они допускают производство земляных работ отдельными котлованами с применением буровых машин; при установке опор не требуют раскрепления, так как грунт, засыпанный в котлован, может быть достаточно хорошо уплотнен.

II. Стержневые (рис. 3), состоящие из отдельных стержневых элементов, связанных в общую пространственную систему (*a* — под узкобазую и *б* — под широкобазую опоры 110 кв).

Эти фундаменты, как и раздельно-блочные, собираются на месте установки опор простейшими такелажными приспособлениями. Однако в отличие от них монтаж фундаментов должен производиться в стесненных условиях непосредственно в котловане.

Недостатком этих фундаментов являются также сложность их изготовления, необходимость последующего обетонирования монтажных узлов и сложность монтажа вследствие необходимости установки и крепления длинных раскосов.

Стержневые фундаменты при применении их для широкобазых опор (*б*) из-за наличия раскосов требуют выемки общего котлована под весь фундамент опоры, что значительно увеличивает объем земляных работ.

Единственным достоинством стержневых фундаментов, выгодно отличающих их от других типов, являются малые объем бетона и расход металла и небольшой вес отдельных элементов.

III. Стенчатые, состоящие из одного или нескольких стенчатых элементов, связанных в жесткую систему. Наиболее удачны представленные на рис. 4. Предпочтение следует отдать фундаменту по рис. 4, *a*, имеющему лучшие конструктивные формы и более простому в изготовлении.

Стенчатые фундаменты, хотя и уступают по весу и расходу материалов стержневым, но по

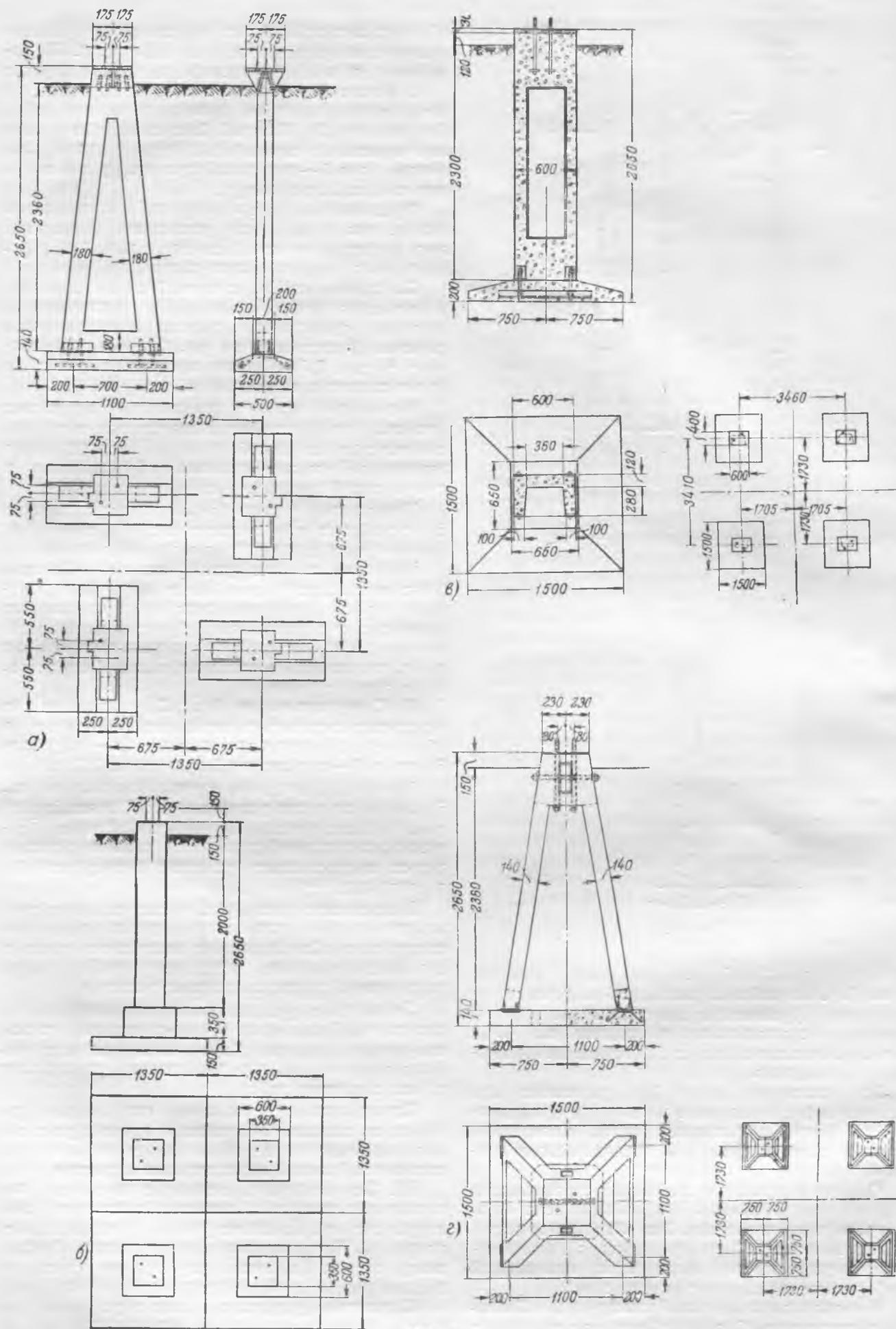


Рис. 2.

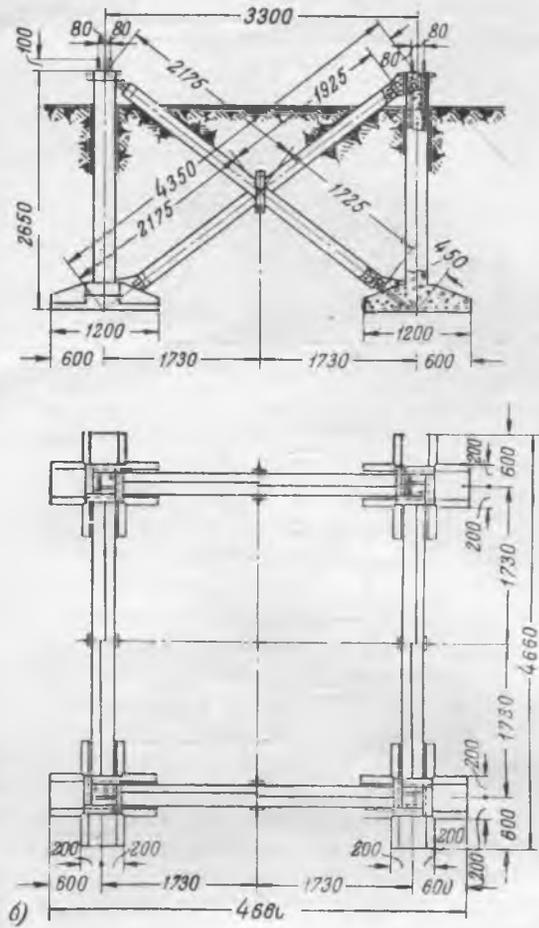
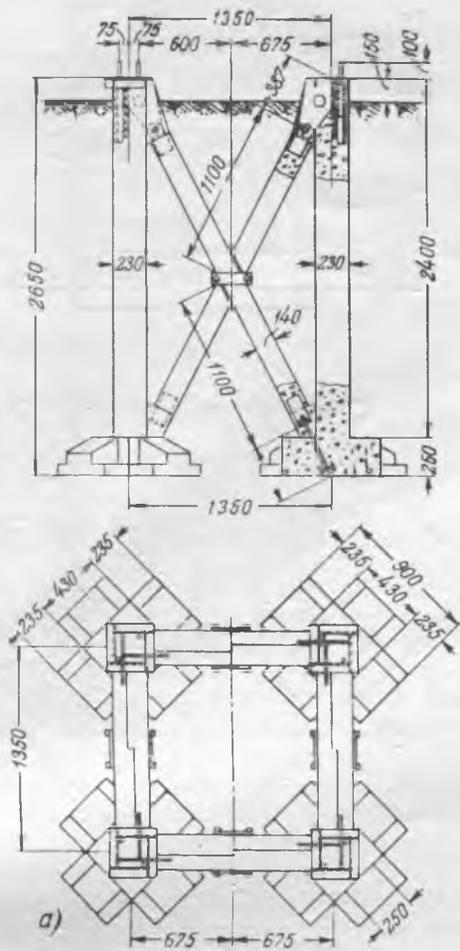


Рис. 3.

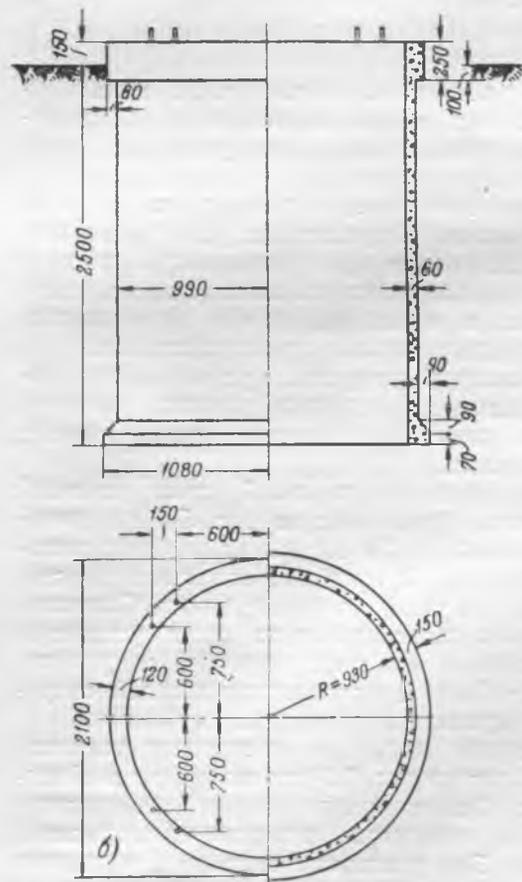
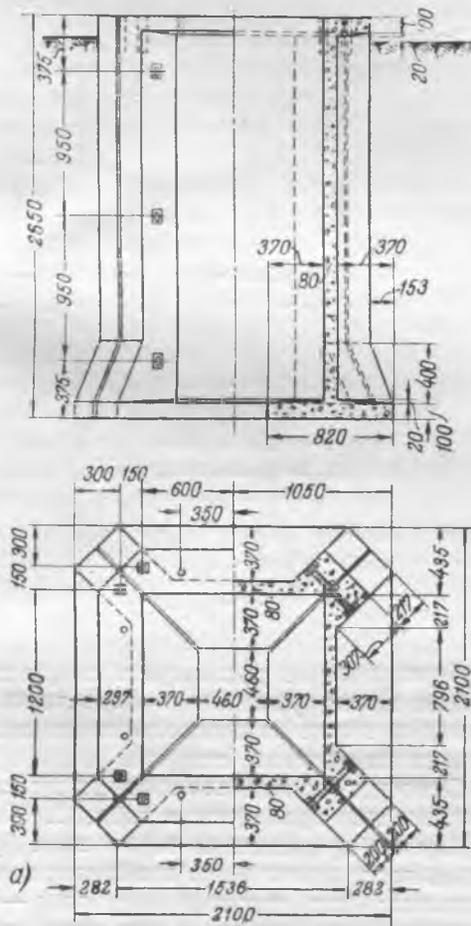


Рис. 4.

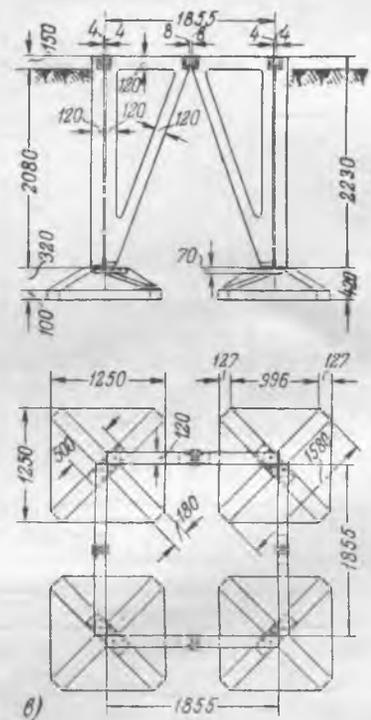
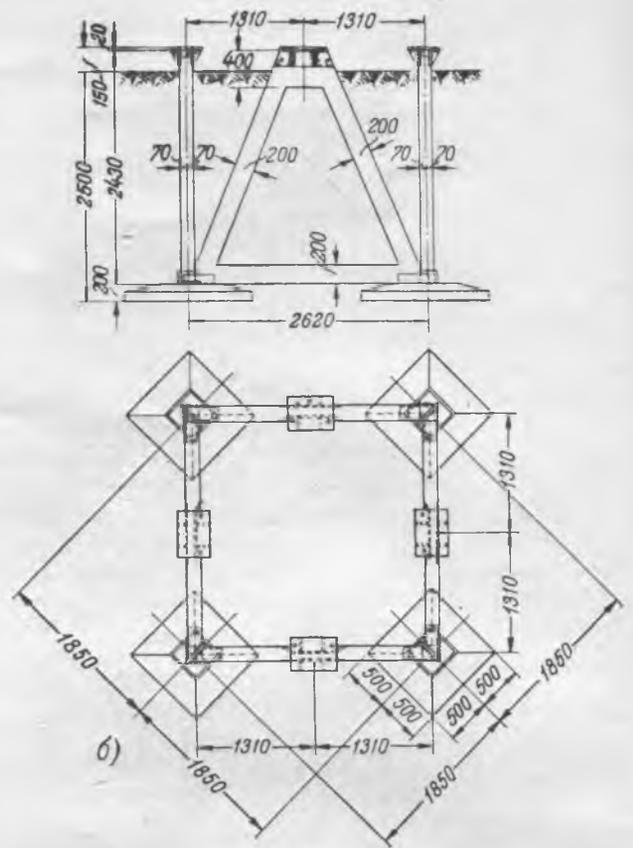
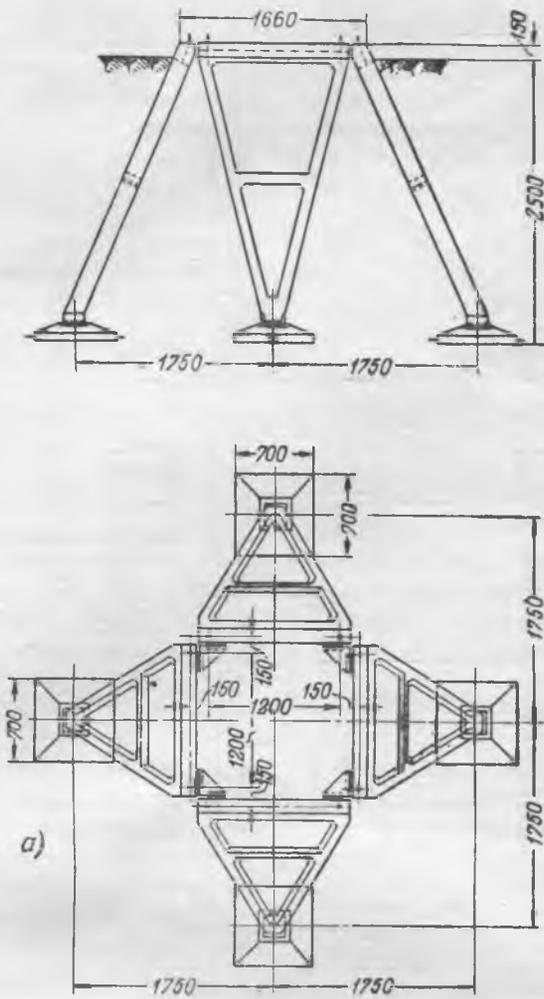


Рис. 5.

сравнению с последними более просты в изготовлении, более надежны в эксплуатации и являются наиболее приемлемыми для узкобазых опор 110 кв.

IV. Решетчатые, состоящие из нескольких раскосных или безраскосных решетчатых элементов, связанных в пространственную систему (рис. 5). Они собираются из плоскостных элементов, простых в изготовлении, и в этом смысле обладают существенными преимуществами.

Из-за опасности коррозии при небольших поперечных размерах элементов решетки область применения этих фундаментов ограничивается сухими грунтами.

Очень интересным по своей конструктивной схеме является фундамент по рис. 5,а для узкобазой опоры 110 кв. Он состоит из четырех соединенных между собой треугольных элементов, устанавливаемых на четыре опорные плиты. Сопряжение элементов производится на месте установки путем автогенной или электродуговой сварки заложённых в бетон металлических деталей сопряжения или путем соединения их на болтах

Сравнительно интересен по замыслу решетчатый фундамент по рис. 5,б для опоры типа «Рюмка» 220 кв. Однако существенным недостатком его является отсутствие поверху связывающей конструкции. Это усложняет монтаж фундамента и требует его раскрепления при подъеме мачты.

Фундамент по рис. 5,в для опоры типа «Рюмка» не имеет указанного недостатка. Изготавливается он также из плоскостных элементов, соединяемых на монтаже сваркой.

Основные показатели сборных железобетонных фундаментов приведены в табл. 2.

Анализ приведенных типов этих фундаментов позволяет заключить, что наиболее рациональными являются: для широкобазых опор — раздельно-блочные фундаменты; а для узкобазых опор —



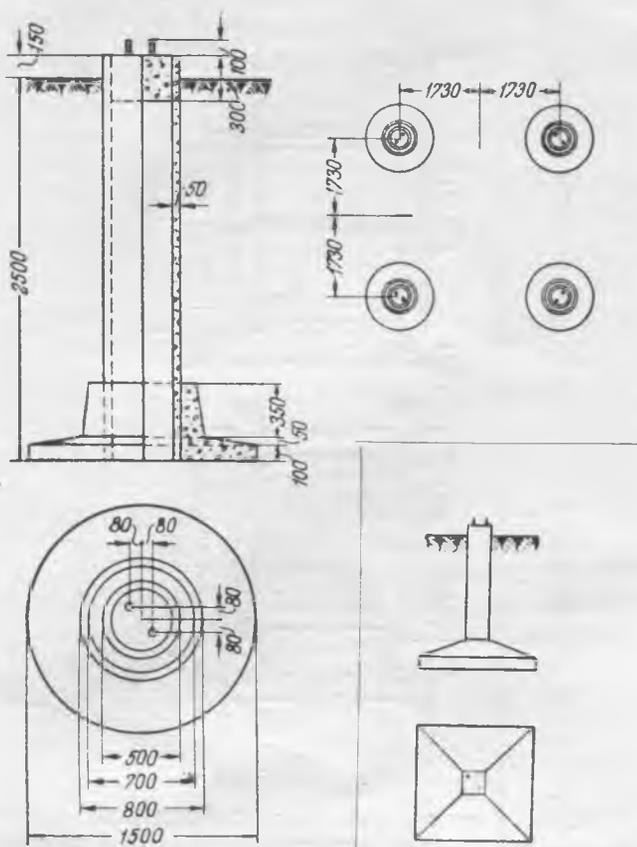


Рис. 7.

Рис. 8.

шенствование, позволяющее уменьшить его вес и расход бетона и механизировать его изготовление.

Существенный недостаток применяемых типов грибовидных подножников, представляющих собой заделанную в плиту стойку (рис. 8), заключается в необходимости одновременного бетонирования стойки и опорной плиты. Это лишало возможности механизировать укладку бетона и вынуждало производить бетонирование в вертикальном положении, в траншеях или с применением подмостей.

Попытки раздельного изготовления стойки и опорной плиты, как это показано выше, приводили в одних случаях к сложным их сопряжениям, с болтовыми или сварными соединениями, а в других — к выпускам концов арматуры, с последующим бетонированием на месте узла соедине-

ния плиты и стойки. Кроме того, бетонирование грибовидного подножника в вертикальном положении не позволяет применить полые стойки и снизить за счет этого вес блока.

В предлагаемом типе блока принята полая стойка, которая может быть изготовлена на заводе железобетонных изделий, оборудованного станками для центрифугированного литья. При отсутствии центрифуг круглый ствол может быть заменен полый стойкой восьмигранного сечения, изготавливаемой из вибрированного бетона в разборных металлических формах, аналогично полым железобетонным пасынкам, изготовление которых уже освоено в ряде сетевых районов.

Опорная плита блока образуется путем обетонирования в разборной опалубке ранее изготовленной стойки.

При твердении бетона плиты благодаря явлениям усадки развивающиеся сжимающие напряжения полностью обеспечивают сцепление бетона по поверхности сопряжения, и сопряжение стойки с опорной плитой по своей прочности не уступает монолитной заделке.

Выпущенная из стойки арматура вместе с анкерами обетонируется, образуя анкерную плиту. При изготовлении стойки из вибрированного бетона анкерная плита бетонируется одновременно со стойкой.

Трубчатое сечение стойки позволяет резко снизить вес блока. Для рассматриваемой опоры блок весит 1 352 кг, а весь фундамент—5 408 кг. Расход металла на фундамент—454 кг.

Механизация производства трубчатых фундаментов принятой конструкции обеспечивает возможность их массового изготовления.

На месте установки блок не требует применения каких-либо монтажных работ по его сборке. Сопряжение стоек с плитой может быть осуществлено также с применением расширяющегося цемента. При этом каждый блок будет состоять из двух частей — плиты и стойки, — изготавливаемых раздельно.

Технико-экономическое сравнение рекомендуемых сборных железобетонных фундаментов с металлическими для аналогичных типов опор приводится в табл. 3. Из таблицы видно, что применение сборных железобетонных фундаментов целесообразно с точки зрения не только экономии металла, составляющей от 50 до 66%, и

Таблица 3

Технико-экономические показатели по металлическим и сборным железобетонным фундаментам

Тип опор	Металлические фундаменты					Железобетонные фундаменты							Экономия металла, %	Экономия стойки, руб./%
	Металл		Земляные работы			Железобетон				Земляные работы				
	Вес, т	Стоимость, руб.	Объем, м <sup>3</sup>	Стоимость, руб.	Полная стоимость, руб.	Вес, т	Расход металла, т	Объем железобетона, м <sup>3</sup>	Стоимость, руб.	Объем, м <sup>3</sup>	Стоимость, руб.	Полная стоимость, руб.		
Промежуточная узкобазая 110 кв . . . . .	0,64	1 075	86	380	1 455	3,02	0,32	1,16	1 120	12	63	1 183	0,32/50	282/19
Анкерная широкобазая 110 кв . . . . .	1,33	2 240	40	208	2 448	5,41	0,45	2,08	2 000	24	125	2 125	0,88/66	323/13

Примечание. Стоимость земляных работ при рытье котлованов с откосами принята по СНСН в 4 р. 42 к. за 1 м<sup>3</sup> (§ 1 Е, е и § 2 примечания 1 к п. Г), а при рытье котлованов с вертикальными стенами в 5 р. 20 к. (§ 3).

коррозиоустойчивости, но и общей стоимости, экономия по которой достигает 19%.

Особо следует отметить трубчатые фундаменты для широкобазых опор, которые помимо конструктивных, производственных и монтажных преимуществ дают по сравнению с металлическими подножниками экономию металла в 66% и снижение общей стоимости на 13% для анкерных

опор и соответственно 59 и 16% для промежуточных опор.

Учитывая высокие конструктивные качества раздельно-блочных трубчатых фундаментов, а также возможность их массового изготовления, необходимо разрешить вопрос о целесообразности перехода по всем видам опор с узкобазых на широкобазые.

#### ОТ РЕДАКЦИИ

*Разработанные Теплоэлектропроектом проекты сборных железобетонных фундаментов рассмотрены Техническим советом при Министре электростанций. Наиболее рациональными типами признаны: а) трубчатый и стенчатый призматический фундаменты по типу, разработанному для опор 110 кв; б) стержневой фундамент по типу, разработанному для промежуточной опоры 220 кв типа «Рюмка». Предложено внести в проекты ряд изменений и, в частности перейти на болтовое соединение элементов взамен сварки.*



## О выборе конструкции сборного железобетонного фундамента для металлических опор 110 и 220 кв

Инж. В. В. Гульденбальн

Конструкции сборных железобетонных фундаментов под опоры линий электропередачи должны удовлетворять следующим основным технико-экономическим требованиям:

1. Экономия металла по сравнению с расходом металла в металлических подножниках.
2. Максимальная индустриализация и механизация изготовления подножников.
3. Транспортируемость подножников на железнодорожном и автомобильном транспорте.
4. Механизация монтажа железобетонных фундаментов на трассе линии электропередачи.

В статье П. М. Свердлова, Б. В. Соколова и Г. С. Тер-Ованесова приведены описание конструкций и технико-экономические показатели некоторых типов железобетонных фундаментов. Большинство из них в полной мере всем указанным выше требованиям индустриализации и механизации изготовления и монтажа фундаментов не отвечает. В частности, почти во всех из них применены массовая монтажная сварка и мокрые процессы обетонирования стыков, что сильно усложняет производство работ в бездорожных условиях трассы линий электропередачи.

Строительными сетевыми организациями в настоящее время применяются следующие типы железобетонных фундаментов, большинство из которых, по нашему мнению, имеет известные преимущества перед разработанными Теплоэлектропроектом:

1. Трест Кузбассэлектрострой в 1950 г. применил для промежуточных двухцепных широкобазых опор на линии электропередачи 110 кв железобетонные грибовидные фундаменты (рис. 1). Изготовление их было начато централизованно на заводе в Новосибирске. Оттуда фундаменты отгружались по железной дороге в район трассы линии электропередачи. Погрузка фундаментов на платформы на заводе и разгрузка с них на железнодорожных станциях производились 3-т автокранами (рис. 2).

С прирельсовых складов фундаменты развозились по трассе на самосвалах (рис. 3), с применением тракторов на бездорожных участках. Установка их в котлованы осуществлялась также 3-т автокранами.

Вес металла в четырех железобетонных фундаментах на 1 опору равен 405 кг, что составляет 29,6% от веса металлического подножника. Объем бетона на один фундамент составляет 0,5 м<sup>3</sup>. Вес 1 железобетонного фундамента 1,1 т, а вес комплекта на опору 4,4 т.

В 1951 г. трестом Кузбассэлектрострой конструкция этого железобетонного фундамента была изменена. Вместо фундамента в виде общей неразъемной железобетонной конструкции трест запроектировал и изготавливает в настоящее время

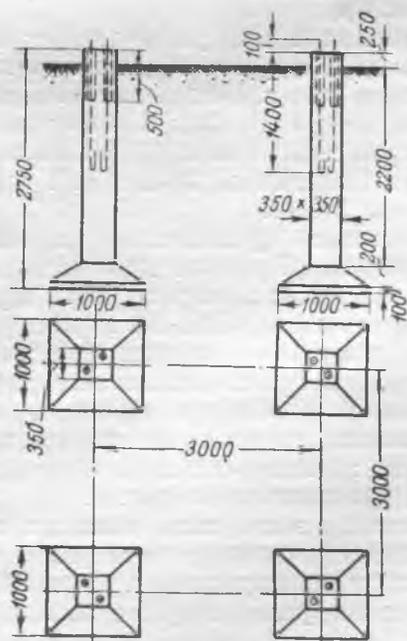


Рис. 1.



Рис. 2.

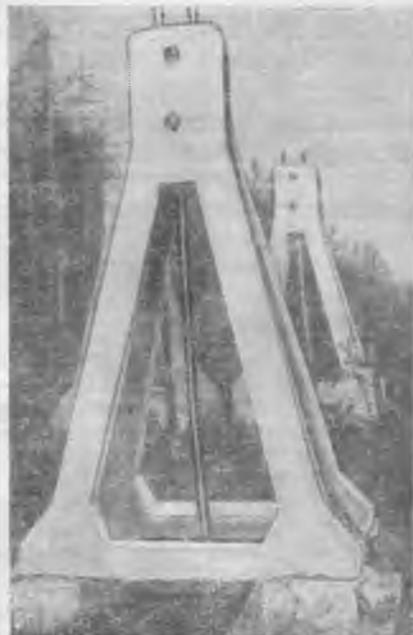


Рис. 4.



Рис. 3.

разъемные конструкции сборных железобетонных фундаментов, состоящие из двух деталей: колонки и плиты, соединяемых на трассе с помощью трех болтов, заделанных в нижней части колонки.

Такая разъемная конструкция сборного железобетонного фундамента имеет большие преимущества по сравнению с неразъемным (про-

стота изготовления, лучшее использование железнодорожного и автомобильного транспорта при перевозке колонок и плит отдельно).

2. Трест Ленэлектросетьюстрой на линии электропередачи 220 кВ в 1951 г. применил сборные железобетонные фундаменты для промежуточной одноцепной широкобазой опоры по проекту Ленгидэп (рис. 4).

Фундамент под каждую из четырех пят опоры состоит из двух треугольных рам и двух подушек общим весом 1,16 т. Общий вес четырех фундаментов на опору 4,6 т. Общий объем железобетона в четырех элементах 0,523 м<sup>3</sup>. Общий расход металла на 1 фундамент 97 кг и на 4 подножника для 1 опоры 388 кг.

Изготовление фундаментов производилось централизованно. Развозка элементов подножников по трассе линии электропередачи осуществлялась на автомашинах ЗИС-151 и тракторами С-80. Погрузка, разгрузка и монтаж фундаментов на месте установки производились автокранами.

Соединение элементов осуществлялось помощью шпилек, которые продевались в проушины хомутов, заделанных в железобетонных рамах и плитах, как показано на рис. 4.

Недостатком этого типа является необходимость заливки раствором стыка рамы и плиты.

3. Трестом Спецсетьюстрой в конце 1950 г. разработана конструкция сборного железобетонного

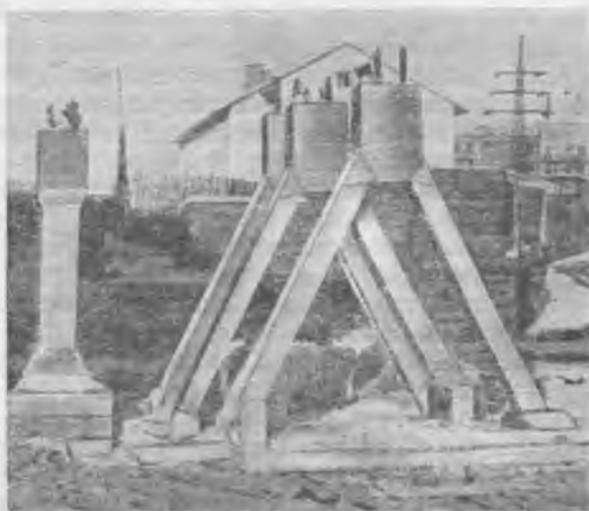


Рис. 5.

фундамента под промежуточные опоры типа «Рюмка» для линии 220 кВ (рис. 5).

Вес металла в четырех железобетонных фундаментах для опоры 500 кг. Каждый из них представляет собой треугольную раму с пятой наверху и плитой внизу, составляющие одно целое. Объем железобетона для одного фундамента 0,55 м<sup>3</sup>. Общий объем четырех фундаментов 2,2 м<sup>3</sup>. Вес одного фундамента 1 210 кг и вес одного комплекта 4 840 кг.

Погрузка, разгрузка и монтаж фундамента в котловане на трассе линии электропередачи производятся автокранами, развозка по трассе — автомашинами ЗИС-151.

### Выводы

Наиболее приемлемыми конструкциями железобетонных фундаментов являются: сборные, разъемные грибовидного типа, или впоследствии, при наличии заводов центрифугированного бетона, — трубчатого типа.



# Показатели работы релейной защиты и автоматики в энергосистемах

Проф. И. И. Соловьев, инж. М. А. Беркович и инж. Х. Ю. Зархина

Вышедшая в 1948 г. новая инструкция Технического отдела МЭС по учету и оценке работы релейной защиты и автоматики<sup>1</sup> в большой степени способствовала упорядочению отчетности о работе защиты и автоматики в энергосистемах.

Установленные инструкцией единые формы учета и порядок оценки работы защиты и автоматики, обязательные для всех энергосистем, обеспечивают возможность объективного сравнения показателей работы и оценки технического уровня эксплуатации этих устройств как в отдельных энергосистемах, так и в целом по министерству.

Ниже приводятся основные эксплуатационные показатели работы защиты и автоматики энергосистем за 1948 и 1949 гг., полученные из анализов годовых отчетов<sup>2</sup>.

В абсолютных цифрах работа релейной защиты и автоматики за 1948 г. характеризуется следующими данными: количество случаев действия устройств релейной защиты составило 30 606, в том числе правильных 30 307 и неправильных 299; количество случаев действия устройств релейной защиты и электроавтоматики, вместе взятых, 33 190, в том числе правильных 32 849 и неправильных 341. Аналогично за 1949 г. количество случаев действия устройств релейной защиты 32 580, в том числе правильных 32 264 и неправильных 316; устройств релейной защиты и электроавтоматики, вместе взятых, 35 541, в том числе правильных 35 150 и неправильных 391.

Динамика изменения среднего процента правильных и неправильных действий защиты и автоматики представлена на рис. 1. Из него следует, что средний процент правильных действий находится на высоком уровне.

Две энергосистемы имеют 100% правильных действий релейной защиты и автоматики. Самый низкий процент правильных действий по одной из энергосистем составляет 90,2%.

Средний процент правильной ликвидации аварий защитой и автоматикой составляет за 1948 г. 75,6% и за 1949 г. 79,72%.

Наиболее низкий процент правильной ликвидации аварий имел место в одной из энергосистем в 1948 г. и составил 36,4%.

<sup>1</sup> Инструкция по учету и оценке работы релейной защиты и автоматики электрической части энергосистем, Госэнергоиздат, 1948.

<sup>2</sup> Выполненных ЦНИЭЛ МЭС в 1949 и 1950 гг.

Средние проценты правильных ликвидаций нарушений нормального режима работы составляют: в 1948 г. 98,54% и в 1949 г. 98,29%. Суммарные средние проценты правильных ликвидаций аварий и нарушений нормального режима работы составляют: 1948 г. 97,9% и в 1949 г. 97,66%.

Классификация случаев неправильных действий защиты и автоматики по «условной виновности» и по техническим причинам в соответствии с инструкцией Технического отдела МЭС представлена на рис. 2 и в табл. 1 и 2.

Таблица 1

Причины неправильного действия защиты и электроавтоматики	Процент неправильного действия					
	1944 г.	1945 г.	1946 г.	1947 г.	1948 г.	1949 г.
Непосредственные ошибки персонала . .	18,8	22,3	19,3	17,32	24,4	29,15
Неудовлетворительное состояние защиты . .	33,8	24,5	31,5	30,72	34,0	28,92
Неудовлетворительность проекта . . . . .	5,6	10,2	5,6	7,42	5,3	5,63
Всего по вине персонала релейных служб .	58,2	57,0	56,4	55,46	63,7	64,70

Как видно, наибольшее число неправильных действий защиты и автоматики в 1948 г. 63,7% и в 1949 г. 64,7% имело место по причинам неудовлетворительной эксплуатации, из них: непосредственные ошибки персонала соответственно 24,4% и 29,15%, неудовлетворительное состояние защиты 34,0% и 28,92%; неудовлетворительность проекта 5,3% и 5,63%.

При общем уменьшении относительного количества неправильных действий релейной защиты (по отношению к количеству срабатываний защи-



Рис. 1. Работа релейной защиты и электроавтоматики в целом по энергосистемам.

1 — правильные действия релейной защиты; 2 — правильные действия релейной защиты и электроавтоматики.



Рис. 2. Классификация случаев неправильных действий защиты „по условной виновности“ в целом по энергосистемам.

1 — по вине персонала релейных служб; 2 — по вине персонала, не входящего в состав релейных служб; 3 — по вине заводов изготовителей; 4 — по вине проектных, монтажных и наладочных организаций; 5 — по невыясненным причинам.

Таблица 2

Причины неправильного действия релейной защиты и системной автоматики	Общее количество случаев неправильного действия, %	
	1948 г.	1949 г.
Ошибки персонала при выполнении схем и проведении регулировок, проверок, испытаний . . . . .	26,2	17,13
Дефекты и неисправности механизмов реле . . . . .	17,9	23,78
Нарушение изоляции и электрической цепи реле и вспомогательных устройств . . . . .	4,12	3,07
Нарушение изоляции и электрической цепи в проводах и кабелях (постоянного и переменного тока)	7,64	4,09
Нарушение изоляции и электрической цепи в деталях вторичной коммутации . . . . .	7,64	5,63
Ошибки персонала при составлении схем и выборе параметров настройки . . . . .	5,3	12,79
Ошибки дежурного персонала при операциях . . . . .	6,5	7,67
Нарушение питания устройств постоянным током . . . . .	2,06	3,84
Дефекты и неисправности механической части привода . . . . .	5,3	0
Неудовлетворительные характеристики трансформаторов тока . . . . .	2,34	0
Неисправность трансформаторов тока и напряжения . . . . .	0,29	2,3
Неисправность высокочастотного канала . . . . .	0,29	0
Неисправность катушек отключения и включения . . . . .	1,47	0,77
Внешние причины (сотрясение панелей и реле) . . . . .	3,25	7,93
Прочие причины . . . . .	6,76	9,46
Не выяснено . . . . .	2,94	1,54

Всего процент неправильных действий защиты и автоматики по вине персонала, входящего и не входящего в состав релейных служб, составил в 1948 г. 80,4% и в 1949 г. 81,58%.

Полученные цифры дают основание считать, что основными источниками неправильных действий защиты и автоматики продолжают оставаться неправильные действия персонала и неудовлетворительное состояние устройств защиты и автоматики. Эти же цифры указывают также и на то, что дальнейшее повышение технической культуры эксплуатации должно стать основным мероприятием в деле сокращения числа случаев неправильных действий защиты и автоматики.

Процент неправильных действий защиты и автоматики по вине заводов-поставщиков (в основном заводов, изготовляющих релейную аппаратуру), повышавшийся из года в год и достигавший в 1948 г. 12%, в 1949 г. снизился до 7,16%, что указывает на некоторое улучшение качества аппаратуры.

В течение 1948 и 1949 гг. имело место 65 неправильных действий защиты и автоматики из-за конструктивных дефектов и неисправностей реле Чебоксарского завода. К основным из них следует отнести застревание и срывы механизмов реле времени типа ЭВ (27 случаев), заскакивание контактов и заклинивание реле типа ЭТ (26 случаев), заедание в осях сегмента реле ИТ-81, витковые замыкания и обрывы обмоток реле и др. Кроме того, в реле типа ЭТ-520 отмечается низкое сопротивление изоляции между зажимами, запрессованными в пластмассовое основание, достигающее до 0,5 мгом.

Средний процент и средняя периодичность правильных действий защиты за 4 года представлены в табл. 3. Из таблицы следует, что процент правильных действий некоторых защит недопустимо низок. К этим защитам в первую очередь относятся дифференциальные защиты генераторов 63,2% ÷ 86,1%, дифференциальные защиты трансформаторов 66,0% ÷ 98,35, газовые защиты трансформаторов 71,5 ÷ 91,37 и др., причем причиной повторяющихся из года в год неправильных действий в большинстве случаев является несовершенство защит, а неудовлетворительная их эксплуатация.

Средняя периодичность правильных действий, указывающая на степень использования каждого установленного комплекта защиты, сохраняется примерно на одном уровне. Наиболее часто действует максимальная защита линий 2—10 кв — 1 раз в 0,5 ÷ 0,74 года, т. е. каждый комплект срабатывает примерно 2 раза в 1—1,5 года.

Высокочастотная защита линий 110—220 кв, являющаяся основной защитой этих линий, действует 1 раз в 0,85—1,18 года, т. е. примерно 1 раз в год и т. д.

Таким образом, анализ статистических данных за 5 лет подтвердил правильность этого показателя, введенного впервые в 1945 г. <sup>3</sup>.

На конец 1949 г. наибольшее количество АПВ 45% из общего количества АПВ было установлено на линиях 20—35 кв; 35,7% АПВ установлено

<sup>3</sup> См. „Электрические станции“, № 12, 1947, стр. 22.

Защищаемое оборудование	Защиты	Средний процент правильных действий					Средняя периодичность правильных действий				
		1945 г.	1946 г.	1947 г.	1948 г.	1949 г.	1945 г.	1946 г.	1947 г.	1948 г.	1949 г.
Генераторы и синхронные компенсаторы	Максимальные . . . . .	92,2	95,2	96,88	96,5	97,82	6,6	5,6	6,0	6,5	5,5
	Дифференциальные <sup>1</sup> . . . . .	63,7	63,2	80,1	78	63,4	19,5	42,7	33,0	22,6	27,8
	От замыканий на землю . . . . .	90,5	69,4	84,22	96,8	95,3	14,0	22,4	19,6	19,6	3,7
Трансформаторы	Максимальные . . . . .	96,2	98,2	98,88	98,44	98,53	4,83	3,3	6,8	3,7	3,4
	Дифференциальные . . . . .	76,6	67,6	70,4	66,0	98,35	17,0	21,8	15,8	21,0	16,3
	Газовые . . . . .	71,5	77,3	75,0	87,0	91,37	41,0	28,0	39,7	16,2	13,0
Линии 2—10 кв	Максимальные . . . . .	99,5	99,6	99,7	99,73	99,71	0,54	0,5	0,6	0,62	0,74
	Дифференциальные <sup>1</sup> . . . . .	100	96,5	100	95,0	90,9	2,8	1,7	3,3	7,2	7,2
Линии 20—35 кв	Максимальные и отсечки . . . . .	95,7	98,2	98,09	97,84	97,98	1,3	1,2	1,4	1,65	0,86
	Дистанционные . . . . .	97,6	94,2	94,4	96,5	86,98	2,75	2,1	1,9	2,0	2,3
	Поперечные дифференциальные <sup>1</sup> . . . . .	98,6	97,5	98,15	97,9	82,8	2,5	0,9	1,4	1,2	8,8
	Продольные дифференциальные <sup>1</sup> . . . . .	100	96,0	100	92,87	100	3,0	2,4	2,9	5,4	2,1
Линии 110—220 кв	Максимальные и отсечки . . . . .	95,2	96,5	89,8	97,64	97,66	3,4	3,05	3,2	2,7	3,3
	Дистанционные . . . . .	95,9	89,6	88,9	90,75	93,9	8,4	2,5	2,5	3,1	2,8
	Высокочастотные . . . . .	96,4	95,0	92,2	95,1	95,3	0,85	1,0	1,18	0,85	1,16
	Поперечные дифференциальные . . . . .	95,9	96,2	95,9	98,9	99,1	0,73	0,8	0,6	0,7	1,1
	Продольные дифференциальные . . . . .	95,8	96,9	86,4	94,1	96,15	4,2	2,8	3,5	2,9	1,08
Шины	Дифференциальные . . . . .	72,2	92,3	90,0	90,1	93,75	6,5	9,0	13	7,3	5,8
Двигатели собственных нужд	Отсечки . . . . .	98,1	98,7	98,7	93,2	98,28	6,5	5,1	13	22	29,1
	Защита от перегрузки . . . . .	98,6	99,9	98,0	99,81	99,88	2,2	1,6	7,9	4,4	2,1
	Защита минимального напряжения . . . . .	98,9	96,6	99,5	99,65	99,81	2,5	2,5	2,14	3,4	4,7

<sup>1</sup> По этим защитаим имеется значительный разброс цифр по годам, определяющийся относительно небольшим числом случаев их работы за год (дифференциальные защиты генераторов работают очень редко; дифференциальных защит на линиях 2—10 кв и 20—35 кв имеется мало).

на линиях 2—10 кв; 18,5% — на линиях 110—154 кв и 0,8% на линиях 220 кв.

Наиболее распространенным является трехфазное АПВ однократного действия — 96%, остальные 4% приходятся на многократные и пофазные АПВ. Работа АПВ представлена на диаграммах рис. 3, из рассмотрения которых можно сделать следующие выводы.

Наиболее высокий процент успешных действий имеют АПВ линий 220 кв — 86,2% (в 1948 г.). Резкое снижение процента успешности АПВ в сети 220 кв в 1949 г. не является показательным и объясняется тем, что в одной энергосистеме имело место 6 случаев неуспешных действий пофазных АПВ из-за несовершенства блок-контактов выключателей при неустойчивом повреждении на линии. При относительно небольшом количестве АПВ на линиях 220 кв эти несколько случаев значительно снизили процент успешных действий. Без учета этих случаев успешные действия АПВ 220 кв составили бы 74%.

Средний процент успешных действий АПВ в целом составил в 1948 г. 67,2% и в 1949 г. 69,3%. Он значительно повысился по сравнению с 1947 г. (56,6%) и является наиболее высоким за последние 5 лет.

При 4 446 действиях АПВ за 1948 и 1949 гг. имели место 67 случаев отказов и неправильных действий АПВ по следующим основным причинам:

- 12 — из-за неудовлетворительной регулировки реле
- 13 — из-за неисправностей механической части привода

3 неправильных действия — из-за неисправности запирающего устройства реле повторного включения

4 — из-за нарушения цепи включения в деталях вторичной коммутации

4 — из-за глубокого понижения напряжения на аккумуляторной батарее при одновременном действии двух АПВ

3 — из-за заедания механизма реле времени типа ЭВ

7 — из-за неправильности схемы

1 — из-за отсутствия постоянного тока

1 — из-за того, что оперативный персонал не вернул АПВ с ручным возвратом в исходное положение

Несколько отказов — по невыясненным причинам.

Из рассмотрения причин отказов АПВ следует, что большинство из них является следствием неудовлетворительного состояния эксплуатации как самих АПВ и их цепей, так и приводов выключателей, оборудованных АПВ.

Автоматы включения резерва (АВР) установлены в основном на следующих присоединениях: трансформаторах 47%, двигателях собственных нужд 24,6%, секционных выключателях 16,5%, линиях 10,8%.

За 1948 г. имело место 159 правильных действий, из которых 120 были успешными, что составляет 75,5%, и 39 неуспешными, что составляет 24,5%. За 1949 г. было 208 правильных действий АВР, из которых 196, или 94,2%, успешных и 12, или 5,8%, неуспешных. Кроме того, за 1948 и 1949 гг. имело место 18 отказов главным образом из-за неисправностей механической части привода, из-за нарушений регулировки блоккон-

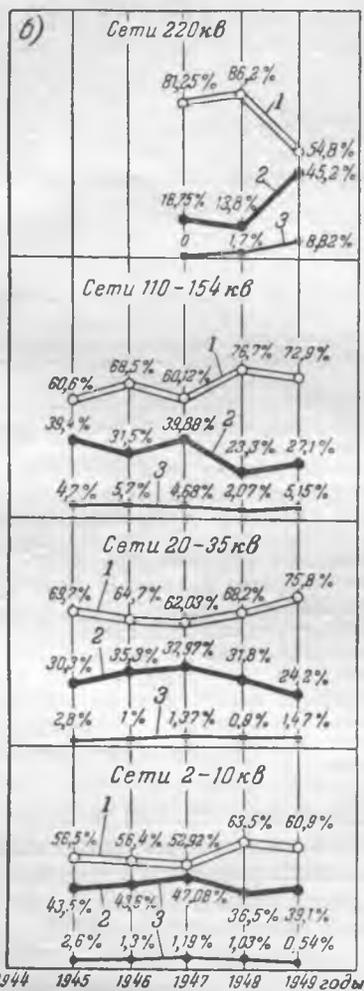
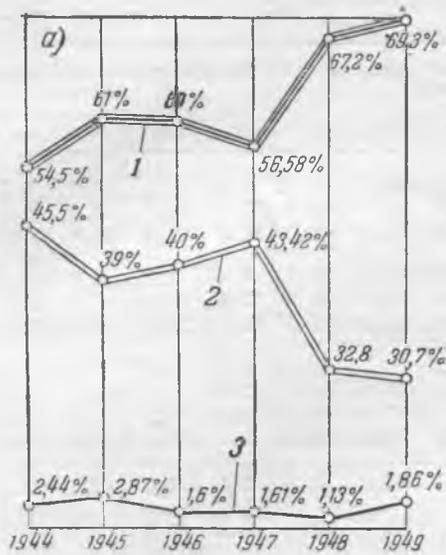


Рис. 3. Работа АПВ в целом по Министерству электростанций (а) и по напряжениям сетей (б). 1 — успешные действия; 2 — неуспешные действия; 3 — отказы в действии.

325, или 96,7%, правильных и 11, или 3%, неправильных действий и отказов. В 1949 г. было 371 действие ААРЧ, в том числе 351, или 94,5%, правильных и 20, или 5,5%, неправильных. Неправильные действия и отказы вызваны следующими причинами:

- 4 — при понижении частоты в момент короткого замыкания
  - 5 — из-за неправильной регулировки частотных реле
  - 3 — ошибочные отключения при проверке
  - 1 — из-за пробоя конденсатора резонансного контура
  - 1 — из-за нарушения цепи постоянного тока
  - 2 — при колебании скорости вращения генератора, выделенного на несинхронную работу (ААРЧ ошибочно не был отключен)
  - 3 — из-за органического дефекта реле фирмы Вестингауз
  - 7 — из-за глубокого снижения напряжения одновременно со снижением частоты
- Несколько случаев по прочим причинам

Анализ работы защиты и автоматики в 1948 и 1949 гг. приводит к следующим основным выводам:

1. Процент правильной ликвидации аварии, составляющий 75,6%—79,2 находится на недостаточно высоком уровне и определяется в основном все еще значительным количеством случаев неправильных действий защиты и автоматики.

Основным источником, дающим 81,5% всех неправильных действий защиты и автоматики, продолжает оставаться низкий уровень эксплуатации. Поэтому повышение культуры эксплуатации является первоочередным мероприятием, которым может быть сокращено число случаев неправильных действий защиты и автоматики. Необходимо усилить подготовку и повышение квалификации работников служб релейной защиты, критически пересмотреть на основе опыта эксплуатации сроки и объемы периодических проверок защиты, разработать мероприятия по улучшению тех защит, которые дают особенно большое число неправильных действий. Соответствующая работа, например, по дифференциальным защитам генераторов (внедрение БНТ), по газовым защитам трансформаторов (заглубление) и ряду других, как известно, уже начата.

2. Неоднократно поднимавшийся вопрос о необходимости издания единых программ и инструкций по проверке защиты все еще не реализован. Издание таких инструкций, и особенно пересмотр типовой инструкции по эксплуатации релейной защиты, является крайне необходимым.

3. Обеспечение релейной и вспомогательной аппаратурой продолжает отставать от потребностей роста энергосистем и является препятствием к дальнейшему улучшению состояния устройств защиты и автоматики и лучшего оснащения ими электростанций и сетей. Поэтому расширение номенклатуры и количества, а также улучшение качества выпускаемой релейной аппаратуры продолжает оставаться одной из первоочередных задач.

тактов выключателей, из-за неправильных операций оперативного персонала с ключом АВР.

В 1948 г. было 336 действий автоматов аварийной нагрузки по частоте (ААРЧ), из которых

# Схемы и устройства для самосинхронизации генераторов

Инж. А. М. Малахова и канд. техн. наук Ю. М. Элькинд

В течение последних лет в ЦНИЭЛ МЭС была изучена возможность широкого внедрения в эксплуатацию включения генераторов на параллельную работу методом самосинхронизации, как при нормальном режиме работы, так и в особенности при аварийном режиме.

Теоретические и экспериментальные исследования<sup>1</sup>, а также широкая проверка в эксплуатационных условиях показали возможность и эффективность внедрения метода самосинхронизации на электростанциях почти во всех случаях при аварийных режимах и во многих случаях при нормальных режимах.

При включении генератора методом самосинхронизации вручную частота может быть определена с помощью тахометра турбины или по частотомеру путем предварительного подъема возбуждения генератора с последующим гашением поля. Однако оба эти способа измерения частоты генератора весьма неудобны в эксплуатации и не могут быть рекомендованы для широкого применения.

Для автоматической самосинхронизации гидротурбин генераторов может быть применено реле оборотов. Такой способ с успехом использован на ряде гидроэлектростанций. Из-за недостаточной точности его целесообразно применять только для генераторов небольшой мощности (до 5—10 тыс. кВт) и в системах, в которых маловероятны значительные снижения частоты в аварийных режимах. В большинстве же случаев в схемах автоматической самосинхронизации следует применять реле, реагирующие на разность частот сети и генератора. Такие реле были за последнее время разработаны и применены в ряде энергосистем, например, реле напряжения, включенное на напряжение биений сети и генератора<sup>2</sup>, реле на основе двигателя двойного питания<sup>3</sup> и т. п.

<sup>1</sup> Л. Г. Мамиконянц и И. А. Сыромятников, Включение синхронных генераторов на параллельную работу по методу самосинхронизации, „Электрические станции“, 1949 г., № 9; Л. Г. Мамиконянц и А. Г. Крит, Включение синхронных генераторов на параллельную работу по методу самосинхронизации, Сборник „Автоматизация и телемеханизация гидроэлектростанций“ под ред. В. Ф. Балакирева, Госэнергоиздат, 1950 г.

<sup>2</sup> В. Н. Борисов и Д. Л. Могилевкин, Автоматический синхронизатор АСС-1, „Электрические станции“, 1950 г., № 8.

<sup>3</sup> Б. А. Дробовский, А. В. Максимовских и Г. Е. Сафразбекян, Включение в сеть крупных

Общим недостатком схем с применением этих, а также и других известных типов реле разности частот является необходимость в специальном источнике напряжения, синхронном с напряжением подключаемого генератора. Такими источниками напряжения могут служить педдель-генераторы или специальные тахометрические генераторы, жестко связанные с подключаемым генератором.

В подавляющем большинстве случаев на электростанциях таких источников напряжения нет, а большинство изготовляемых в настоящее время педдель-генераторов имеет номинальную частоту, отличную от 50 пер/сек, что усложняет возможность их использования. Кроме того, установка специальных тахометрических генераторов на действующих агрегатах является не всегда возможной.

С целью получения эксплуатационно удобных и по возможности универсальных решений в 1949—1950 гг. ЦНИЭЛ были разработаны схемы и устройства для ручной, полуавтоматической и автоматической самосинхронизации генераторов.

В случае ручной самосинхронизации подгонка частоты и включение выключателя производится персоналом вручную; при полуавтоматической самосинхронизации подгонка частоты производится вручную, а включение выключателя—автоматически с помощью реле; при автоматической самосинхронизации подгонка частоты и включение выключателя производится автоматически.

В настоящей статье приводится описание схем и устройств только ручной и полуавтоматической самосинхронизации, разработанных ЦНИЭЛ для паровых и гидравлических генераторов.

В основу схем и устройств для самосинхронизации генераторов, разработанных ЦНИЭЛ, было положено использование остаточного напряжения генераторов. Опыт показывает, что для каждого генератора имеет место свой, вполне определенный уровень величины остаточного напряжения. Изменение величины остаточного напряжения для одного и того же генератора, при выполнении

гидрогенераторов методом самосинхронизации, „Электрические станции“, № 9, 1949 г.

нии гашения поля по схеме ХЭМЗ, не превосходит  $\pm(40 \div 50)\%$  от среднего значения. Величина остаточного напряжения для подавляющего большинства генераторов находится в пределах  $0,2 \div 2$  в (напряжения отнесены ко вторичной обмотке трансформатора напряжения).

Незначительная величина остаточного напряжения и весьма большая ее нестабильность потребовали создания специальной аппаратуры, на основе которой были разработаны типовые схемы ручной и полуавтоматической самосинхронизации генераторов.

### Стабилизатор остаточного напряжения типа СН-5

Стабилизатор остаточного напряжения усиливает и стабилизирует остаточное напряжение генератора и служит для питания устройств самосинхронизации генераторов. Стабилизатор типа СН-5\* рассчитан для питания вибрационного частотомера и реле разности частот типа ИРЧ.

Стабилизатор (рис. 1) является электронным трехкаскадным усилителем. Первый каскад — усилитель на лампе 6Ж17Б; второй каскад — амплитудный ограничитель на лампе 6Ж17Б; третий каскад — двухтактный усилитель мощности, собранный на двух лампах 30 П1М.

Стабилизатор должен надежно работать при любых колебаниях напряжения в сети, поэтому его анодное напряжение и напряжение накала берутся от стационарной аккумуляторной батареи. Принципиальная схема стабилизатора приведена на рис. 2. Стабилизатор рассчитан на работу в диапазоне частот 30—60 пер/сек.

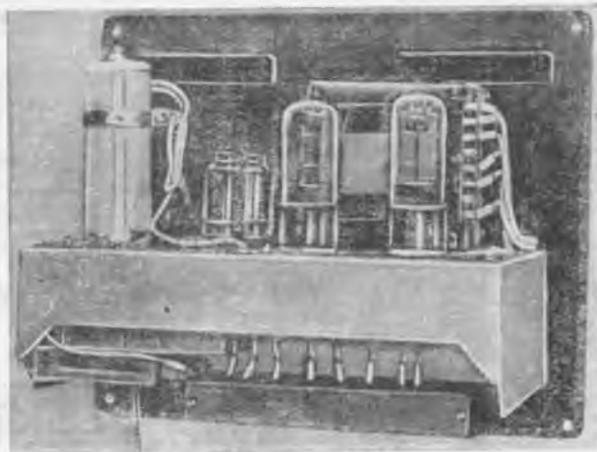


Рис. 1. Стабилизатор остаточного напряжения СН-5.

ного напряжения близка к прямоугольной; при изменении входного напряжения от 0,1 до 130 в, частоты от 40 до 55 пер/сек и напряжения аккумуляторной батареи на  $\pm 10\%$ , суммарное изменение напряжения на выходе стабилизатора не превышает  $\pm 30\%$  от номинального; питание от стационарной аккумуляторной батареи 110 или 220 в.

### Реле разности частот типа ИРЧ-1

Реле типа ИРЧ-1 (рис. 3) разработано ЦНИЭЛ МЭС<sup>4</sup> на основе индукционного реле мощности с барабанчиком типа ИМБ 171/1. Переделка реле ИМБ 171/1 заключается в замене контактной системы на двухстороннюю контактную систему реле типа ЭН или ЭТ. Обмоточные

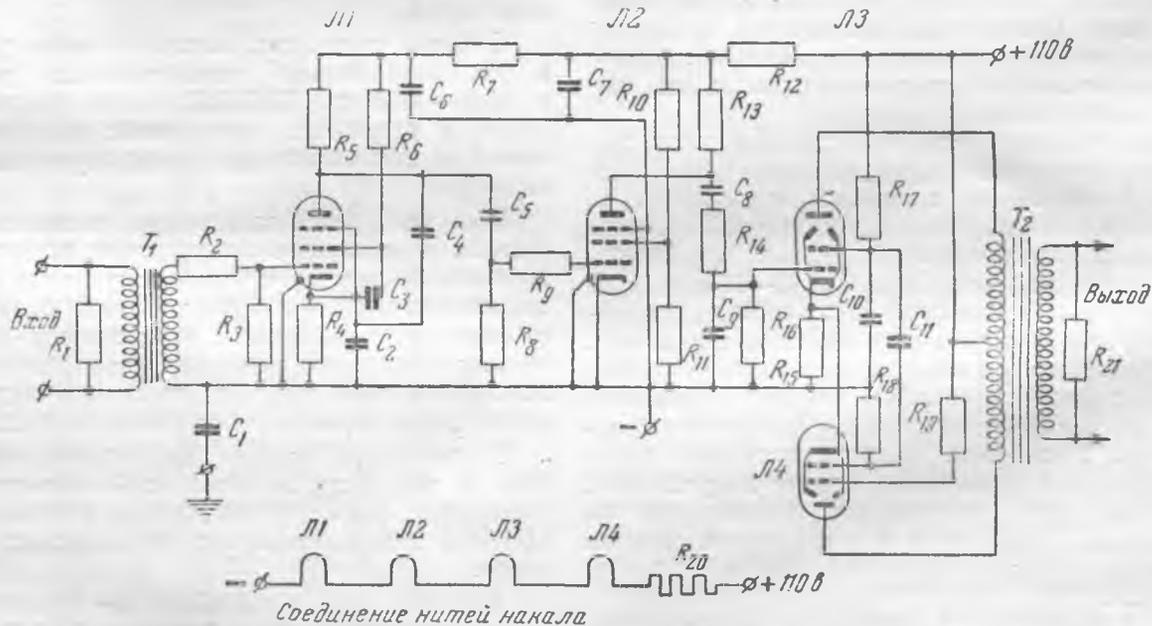


Рис. 2. Принципиальная схема стабилизатора остаточного напряжения.

Серийный образец стабилизатора остаточного напряжения типа СН-5 имеет следующие характеристики: входное напряжение от 0,1 до 200 в; номинальное напряжение на выходе 110 в; отдаваемая мощность порядка 4 вт; форма выход-

данные реле ИМБ 171/1 не изменяются. На одну обмотку подается напряжение сети, на другую — напряжение генератора. Как показывает анализ работы реле, момент, действующий на барабанчик, состоит из двух составляющих: одной пропорциональной сумме частот генератора и сети и

\* В разработке стабилизаторов остаточного напряжения типа СН принимал участие сотрудник ЦНИЭЛ А. П. Осадчий.

<sup>4</sup> В разработке принимали участие сотрудники ЦНИЭЛ М. Г. Портной и А. С. Степунина.



Рис. 3. Реле разности частот типа ИРЧ-1.

другой — пропорциональной их разности. В силу инерции подвижной части реле последнее реагирует практически только на составляющую момента, пропорциональную разности частот генератора и сети, поэтому выражение для мгновенного значения момента имеет следующий вид:

$$m = M \cdot \sin(\omega_1 - \omega_2) \cdot t, \quad (1)$$

где  $\omega_1$  — угловая частота генератора;  
 $\omega_2$  — угловая частота сети.

Под влиянием этого момента подвижная система реле приходит в колебательное движение, причем амплитуда этих вынужденных колебаний зависит от разностной частоты  $\omega = \omega_1 - \omega_2$  и может быть найдена из следующей формулы

$$A = \frac{M}{\sqrt{(\omega^2 J - W)^2 + q^2 \omega^2}}, \quad (2)$$

где  $J$  — момент инерции;  
 $q$  — коэффициент успокоения;  
 $W$  — удельный момент пружины.

Как видно из выражения (2), начиная с определенных значений  $\omega$  амплитуда колебаний может стать достаточной для того, чтобы контакты реле замкнулись.

Реле типа ИРЧ-1 имеет следующие данные:

Номинальное напряжение обмотки напряжения	100 в
Номинальный ток обмотки тока	80 мА
Номинальная частота срабатывания	1 пер/сек
Полное сопротивление обмотки напряжения	310 Ом
Полное сопротивление обмотки тока	0,24 Ом

При изменении напряжения сети в пределах от 50% до 120% от номинального значения и остаточного напряжения генератора на  $\pm 50\%$  от его среднего значения частота срабатывания реле типа ИРЧ-1 остается в пределах 0,5—1,3 пер/сек.

В случае, если для нескольких генераторов применяется одно реле разности частот типа

ИРЧ-1, в цепи токовой обмотки реле необходимо предусмотреть для каждого генератора свое добавочное сопротивление.

Эти сопротивления должны быть выполнены как регулируемые, а величина каждого из них устанавливается при наладке схемы самосинхронизации и определяется средним значением остаточного напряжения данного генератора.

Для надежной работы реле разности частот необходимо выполнение следующего условия:

$$\frac{E_{ост}}{|Z_{мп} + R_{нр} + Z_p|} \geq k \cdot I_{2 мин}, \quad (3)$$

- где  $E_{ост}$  — остаточная э. д. с. генератора;  
 $Z_{мп}$  — полное сопротивление трансформатора напряжения;  
 $R_{нр}$  — сопротивление соединительных кабелей от трансформатора напряжения до реле ИРЧ;  
 $Z_p$  — полное сопротивление токовой обмотки реле ИРЧ;  
 $k = 1,5$  — коэффициент, учитывающий возможные колебания остаточного напряжения генератора;  
 $I_{2 мин}$  — минимально-допустимый ток в токовой обмотке реле ИРЧ.

Если приведенное условие (3) не удовлетворяется, то можно рекомендовать:

- 1) снизить величину момента противодействующей пружины реле ИРЧ;
- 2) изменить обмоточные данные токовой обмотки реле ИРЧ;
- 3) установить реле ИРЧ у сборки трансформатора напряжения в распределительном устройстве;
- 4) увеличить сечение соединительных кабелей;
- 5) применить для питания токовой обмотки реле ИРЧ стабилизатор остаточного напряжения.

Следует учесть, что в подавляющем большинстве случаев условие (3) выполняется и нет необходимости в мероприятиях, перечисленных выше.

### Схемы ручной и полуавтоматической самосинхронизации

При разработке схем самосинхронизации были учтены следующие основные требования:

1. Перед включением выключателя должен быть обеспечен контроль положения АГП и возбуждения генератора: поле должно быть погашено, а положение реостата возбуждения должно соответствовать возбуждению холостого хода.

2. В момент включения выключателя скольжение не должно превышать 2—3% при нормальном режиме и 5% при аварийном. При включении гидрогенераторов мощностью выше 5—10 тыс. кВт скорость изменения частоты в момент включения не должна быть более 0,5 пер/сек.

3. После включения выключателя его блоком контактами должен быть подан импульс на включение АГП (подъем возбуждения).

4. Должна быть предусмотрена кратковременная подача импульса на включение выключателя и АГП для защиты их отключающих катушек

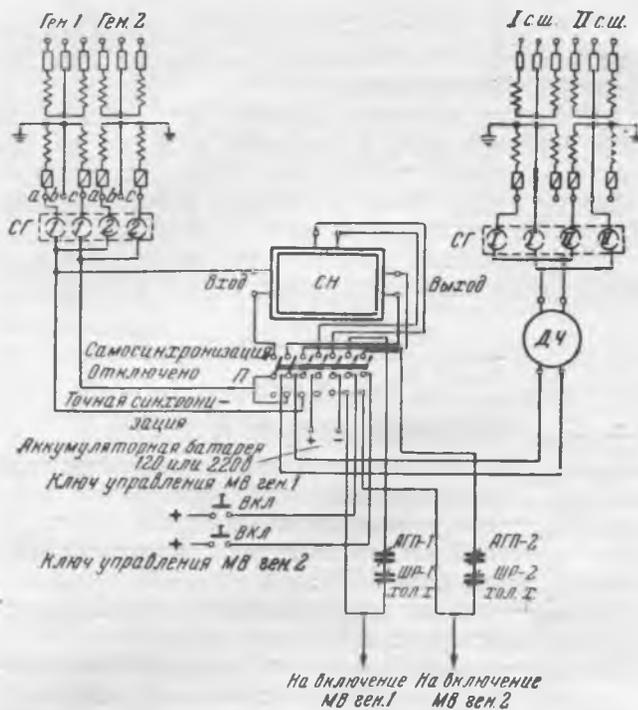


Рис. 4. Принципиальная схема ручной самосинхронизации для двух генераторов

при одновременном появлении импульса на отключение от защиты генератора.

Принципиальная схема ручной самосинхронизации для двух генераторов представлена на рис. 4. Для контроля частоты генератора и сети предусматривается двойной вибрационный или стрелочный частотомер (ДЧ) выпрямительной системы. Двойные частотомеры желательно иметь с пределами измерения от 42 до 52 пер/сек.

Одна из измерительных систем этого частотомера подключается к трансформатору напряжения одной из систем шин, а вторая с помощью переключателя П подключается либо непосредственно к трансформатору напряжения синхронизируемого генератора в случае точной синхронизации, либо к выходным зажимам стабилизатора напряжения СН в случае самосинхронизации. Входные зажимы СН подключаются к незаземленным фазам А и С трансформатора напряжения синхронизируемого генератора.

Выбор трансформаторов напряжения синхронизируемого генератора и необходимой системы шин осуществляется с помощью ключей или вилок синхронизации.

В цепи управления выключателем каждого генератора введены блокконтакты АГП и реостата возбуждения ШР для контроля готовности цепи возбуждения к включению генератора в сеть методом самосинхронизации. В цепи катушки включения АГП предусмотрены блокконтакты выключателя генератора, которые замыкаются и включают автомат гашения поля после включения выключателя.

Принципиальная схема полуавтоматической самосинхронизации, разработанная ЦНИЭЛ МЭС для генераторов одной электростанции Министер-

ства электростанций, представлена на рис. 5\*\*. Включение выключателя генератора при полуавтоматической самосинхронизации производится автоматически с помощью реле разности частот, одна обмотка которого подключается к любому линейному напряжению трансформатора напряжения одной из систем шин станции, другая — к линейному напряжению незаземленных фаз —  $U_{ac}$  трансформатора напряжения синхронизируемого генератора<sup>5</sup>. В момент, когда разность частот сети и генератора окажется равной уставке реле разности частот, контакты последнего замкнутся и включат обмотку промежуточного реле РП-1. Контакты РП-1 разомкнут цепь РИ, заблокируют контакты ИРЧ и замкнут цепи РП-2. Контакты РП-2 разомкнут цепь ИРЧ (для предупреждения появления напряжения 110 в на обмотке после включения выключателя) и замкнут цепь промежуточной включающей катушки выключателя соответствующего генератора.

Контакты реле РИ с выдержкой времени разомкнутся в цепи реле ИРЧ и РП-2. Тем самым обеспечатся: защита ИРЧ от напряжения 110 в после деблокировки РП-2 и кратковременный импульс на включение выключателя. Если не предусмотреть импульсного действия РП-2, то при одновременном действии включающего импульса и отключающего от срабатывания защиты может сорвет отключающая катушка выключателя. Реле РИ представляет собой электромагнитное реле автоматики серии РЭ с выдержкой на размыкание контактов.

При осуществлении схемы самосинхронизации с помощью реле разности частот типа ИРЧ, включаемого непосредственно на остаточное на-

\*\* При разработке схемы были использованы рекомендации инженеров ТЭП З. Б. Шапиро и А. М. Богорада.

<sup>5</sup> Присоединение реле между заземленной и незаземленной фазами может привести к ложной работе реле от паразитных токов, протекающих по нулевым проводам трансформаторов напряжения.

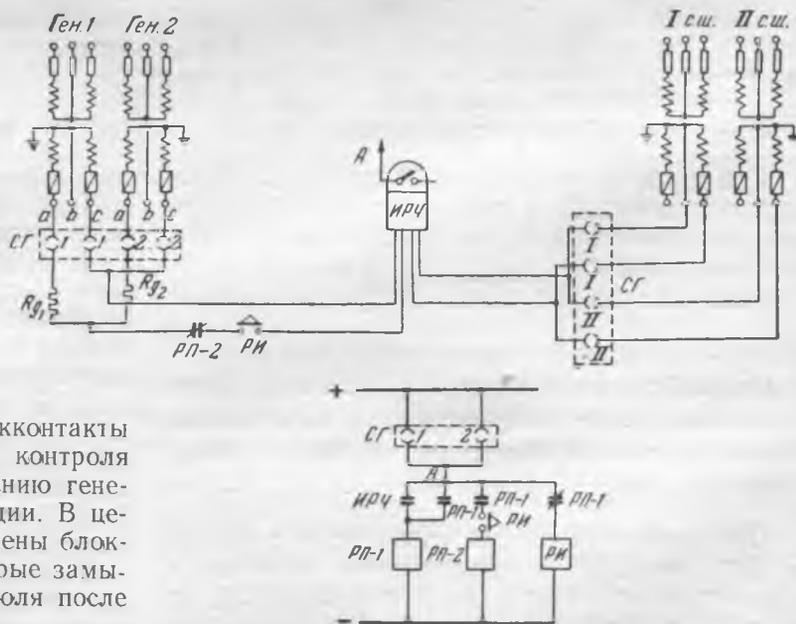


Рис. 5. Принципиальная схема полуавтоматической самосинхронизации для двух генераторов.

пряжение генератора, необходимо, чтобы гашение поля генератора было выполнено по схеме ХЭМЗ<sup>6</sup>.

В схеме полуавтоматической самосинхронизации рекомендуется следующий порядок подгонки частоты. С помощью механизма изменения скорости вращения турбины устанавливается частота генератора на 3—5% ниже частоты сети. Затем включаются вилки или ключи самосинхронизации и дается непрерывный импульс «прибавить» с помощью механизма изменения скорости вращения до срабатывания реле ИРЧ.

При этом необходимо, чтобы скорость изменения частоты генератора не была больше, чем 0,3—0,5 пер/сек. Обычно это легко достигается подбором соответствующего добавочного сопротивления в цепи электродвигателя механизма изменения скорости вращения турбины. Такой метод подгонки частоты дает возможность быстрого включения генератора в сеть, особенно при аварийных режимах.

<sup>6</sup> При осуществлении гашения поля по схеме с включением гасительных сопротивлений в цепи обмоток ротора и возбuditеля необходимо убедиться в том, что при различных режимах работы возбuditеля величины остаточного напряжения генератора изменяются не более чем на ±50% от средней величины.

Схемы ручной и полуавтоматической самосинхронизации с использованием реле разности частот и стабилизатора остаточного напряжения проверены в эксплуатационных условиях и внедрены в эксплуатацию на ряде станций Министерства электростанций.

Кроме того, схема полуавтоматической самосинхронизации введена с 1950 г. в постоянную эксплуатацию на одной из электростанций Министерства сельского хозяйства, где самосинхронизация является основным методом включения генераторов на параллельную работу<sup>7</sup>.

Со времени ввода схемы в эксплуатацию произведено свыше 140 автоматических включений генератора. Ни одного случая отказа в работе схемы и реле не было. Нужно при этом отметить, что самосинхронизация на упомянутой электростанции производилась, как правило, в очень широком диапазоне частот (37—53 пер/сек) и при весьма значительных посадках напряжения (до 50% от номинального), при которых метод точной синхронизации практически невозможен.

<sup>7</sup> Внедрение метода и схемы полуавтоматической самосинхронизации осуществлено сотрудником ВИЭСХ Министерства сельского хозяйства канд. техн. наук И. И. Кодкинд (см. ниже).



## Самосинхронизация генераторов средней и малой мощности

Канд. техн. наук И. И. Кодкинд

В практику эксплуатации электростанций начинает все более внедряться включение генераторов на параллельную работу по способу самосинхронизации. Для электростанций средней и малой мощности имеют большое значение преимущества способа самосинхронизации: в части упрощения операции включения генераторов на параллельную работу; исключения ошибок, приводящих к возможности повреждения генератора; легкости автоматизации помощью простейшей аппаратуры. Это определяется тем, что по эксплуатационным режимам на таких станциях, как правило, включение на параллельную работу производится значительно чаще, чем на мощных электростанциях.

Для более полной оценки эксплуатационных преимуществ способа самосинхронизации, различных вариантов схем и конструктивного выполнения вспомогательной аппаратуры необходимо накопление эксплуатационного опыта. Такой опыт в кратчайшие сроки может быть получен именно на станциях средней и малой мощности.

Значительное число электростанций с двумя или несколькими агрегатами мощностью от 100 до 1000 квт каждый имеется в сельской электрификации. На многих из них до сих пор осуществляется режим раздельной работы генераторов,

который имеет ряд существенных недостатков.

В то же время опыт длительной эксплуатации таких электростанций, самых различных по мощности, а также работы, проведенные на отдельных станциях Всесоюзным научно-исследовательским институтом электрификации сельского хозяйства, показывают, что осуществление параллельной работы на базе установленного оборудования возможно и, в частности, на станциях, не оборудованных автоматическими регуляторами скорости.

Особенности режимов и оборудования сельских электростанций значительно затрудняют осуществление операции по подключению на параллельную работу по способу точной синхронизации и делают целесообразным самое широкое внедрение в практику эксплуатации способа самосинхронизации для включения генераторов на параллельную работу.

Решением Технического отдела МЭС № 25/Э от 31/1 1949 г. широко рекомендуется самосинхронизация генераторов при условии, что величина периодической составляющей тока, подсчитанная по переходной реактивности, будет не более 3,5-кратной по отношению к номинальному току генератора.

Таблица 1

Характеристики генераторов и режима при самосинхронизации	Тип генератора				
	СГ-25/6	СГК-30	С-134/8	Р-35/4	ВГС-325/9
Мощность, <i>квa</i> . . . . .	25	30	150	125	1500
Напряжение, <i>кв</i> . . . . .	0,4	0,4	0,4	3,0	6,3
Сверхпереходное реактивное сопротивление $x_d''$ . . . . .	0,195	0,165	0,271	0,302	0,473
Наибольший возможный ток в подключаемом генераторе при самосинхронизации непосредственно на шины бесконечной мощности . . . . .	5,1	6,07	3,69	3,32	2,11
То же при самосинхронизации на шины бесконечной мощности через трансформатор	4,08	4,65	3,11	2,84	—
То же при самосинхронизации непосредственно на генератор равной мощности . . . . .	2,55	3,04	1,85	1,66	1,06
То же при самосинхронизации на генератор равной мощности через трансформатор . . . . .	2,04	2,32	1,56	1,42	—
Наибольший возможный ток в работающем генераторе при непосредственном подключении на его шины генератора равной мощности . . . . .	3,26	3,72	2,56	2,4	1,84
То же при подключении к нему генератора равной мощности через трансформатор . . . . .	2,66	3,02	2,3	2,16	—

Надо считать, что для генераторов средних и малых мощностей эта величина имеет еще больший коэффициент запаса, чем для мощных генераторов. Однако, если даже исходить из принятого значения допустимой кратности тока, самосинхронизация может найти самое широкое применение на электростанциях средней и малой мощности.

В табл. 1 приведены наибольшие кратности периодической составляющей токов, возможных при самосинхронизации ряда генераторов, установленных на действующих сельских электростанциях. За единицу приняты номинальные токи генераторов.

При определении токов вместо переходных реактивных сопротивлений были использованы сверхпереходные реактивные сопротивления, которые были определены экспериментально. Для рассматриваемых генераторов значения сверхпереходных реактивных сопротивлений мало от-

Таблица 2

Характеристики генераторов и режима при самосинхронизации	Типы генератора			
	ВГС-1-375 и ВГС-3-260	ВГС-2-325	ВГС-4-213	ВГС-4-213 через трансформатор $e_k = 0,05$
Мощность, <i>квa</i> . . . . .	450—4000	375—700	200—500	200—500
Напряжение, <i>кв</i> . . . . .	6,3	6,3	0,4	0,4
Среднее значение переходного реактивного сопротивления $x_d''$ (по заводским данным) . . . . .	0,32	0,22	0,37	0,42
Наибольший возможный ток в подключаемом генераторе при самосинхронизации на шины бесконечной мощности . . . . .	3,13	4,55	2,77	2,38
То же при самосинхронизации на генератор равной мощности . . . . .	1,57	2,28	1,38	1,19
Наибольший возможный ток в работающем генераторе при самосинхронизации на его шины генератора равной мощности . . . . .	2,32	2,79	2,14	1,87

личаются от значений переходных реактивных сопротивлений. Использование сверхпереходных реактивных сопротивлений приводит к некоторому увеличению полученных расчетом значений.

В табл. 2 приведены наибольшие кратности токов, возможных при самосинхронизации гидрогенераторов уральской серии.

Из табл. 1 и 2 следует, что во всех реальных режимах работы для рассматриваемых генераторов способ самосинхронизации допустим. Это определяется как параметрами генераторов, так и тем, что наиболее частым является случай подключения генератора на соизмеримую мощность. На протекание процесса самосинхронизации влияют принятые схемы и параметры гашения поля.

Для высоковольтных генераторов, как известно, удовлетворительные результаты дает применение схемы гашения поля ХЭМЗ.

Проведенные испытания низковольтных генераторов показали, что для них приемлемы более простые схемы — гашение поля возбудителя.

Для анализа возможности самосинхронизации генератора на генератор равной мощности и влияния схемы гашения поля было проведено значительное число включений по способу самосинхронизации генератора 30 *квa* непосредственно на генератор равной мощности.

В табл. 3 даны результаты обработки осциллограмм для случая применения схемы гашения поля возбудителя (опыты 4, 5, 6) и при использовании схемы гашения ХЭМЗ (опыты 10, 11, 12, 13).

МВ ген. 150 кВа

МВ ген. 125 кВа

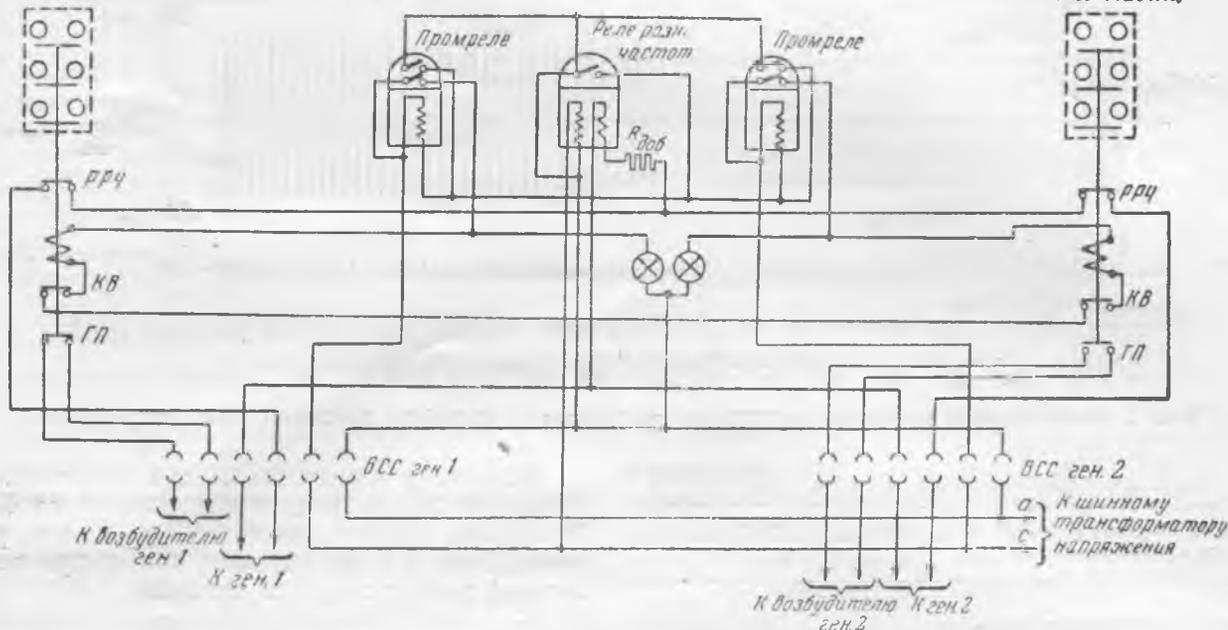


Рис. 1. Схема включения генераторов на параллельную работу по способу самосинхронизации с помощью реле разности частот ЦНИЭЛ МЭС.

PPЧ — контакты, размыкающие катушку низкого напряжения реле разности частот; КВ — катушка включения выключателя; ГП — контакты, шунтирующие обмотку возбуждения возбудителя; ВСС — вилка самосинхронизации.

Таблица 3

Характеристика режимов при самосинхронизации	№ опытов						
	4	5	6	10	11	12	13
Наибольшее значение периодической составляющей тока статора по отношению к $I_{ном}$	0,78	0,8	1,3	0,74	0,74	0,69	0,93
Наименьшее значение напряжения на выводах генератора по отношению к $U_{нач}$	0,79	0,82	0,82	0,82	0,72	0,69	0,69
Наибольшее значение тока ротора по отношению к $I_{рот. ном}$	0,85	0,34	0,49	0,75	0,53	0,83	1,1
Длительность процесса самосинхронизации до полного восстановления напряжения, сек.	0,85	0,58	1,24	0,63	0,76	0,70	0,69

Проведенные испытания и анализ осциллограмм позволяют сделать следующие выводы:

- 1) самосинхронизация двух генераторов равных мощностей проходит успешно;
- 2) наибольшее значение токов статора и ротора не превосходит допустимых значений;
- 3) процесс самосинхронизации длится около 1 сек.;
- 4) при самосинхронизации маломощных низковольтных генераторов приемлемы схемы гашения поля возбудителя;
- 5) применение схемы гашения поля ХЭМЗ незначительно ускоряет процесс самосинхронизации.

На одной из действующих электростанций были проведены подробные предварительные испытания по включению генератора способом самосинхронизации; выполнено на базе наличного

оборудования и введено в нормальную эксплуатацию устройство автоматической самосинхронизации. На этой станции установлены два генератора: типа С-134/8, 150 кВа, 0,4 кв; 217 а,  $x_d'' = 0,271$  и типа F35/h, 125 кВа, 3 кв,  $x_d'' = 0,302$ . Генераторы работают по схеме блока генератор — трансформатор на общие шины 6 кв. Станция работает параллельно с другой станцией, где установлены два низковольтных генератора по 150 кВа; связаны они линией 6 кв длиной 16 км.

На рис. 1 дана схема выполненного устройства. В качестве датчика-измерителя использовано реле разности частот, разработанное и выполненное ЦНИЭЛ Министерства электростанций на базе быстродействующего индукционного реле мощности типа ИМБ-171/1. Включение масляного выключателя производится с помощью грузового устройства к приводу КАМ, выполненного аналогично конструкции, предложенной Одесской горсетью. Гашение поля возбудителя производится блокконтактами масляного выключателя.

До введения установки в эксплуатацию реле разности частот прошло детальные испытания при пониженной частоте и напряжении.

Испытания показали, что реле разности частот ЦНИЭЛ четко и надежно работает при изменении напряжения на шинах станции от 50%  $U_{ном}$  до 100%  $U_{ном}$  и при изменении от 35 до 50 пер/сек. В этих режимах реле обеспечивает подачу импульса на включение генератора при разности частот в зоне  $\pm 1$  пер/сек.

В табл. 4 приведены данные по испытаниям автоматической самосинхронизации генератора 150 кВа, 0,4 кв на генератор 125 кВа, 3 кв и результаты обработки осциллограмм.

На рис. 2 приведена осциллограмма самосинхронизации генератора 150 кВа на генератор 125 кв, работающий в режиме холостого хода.

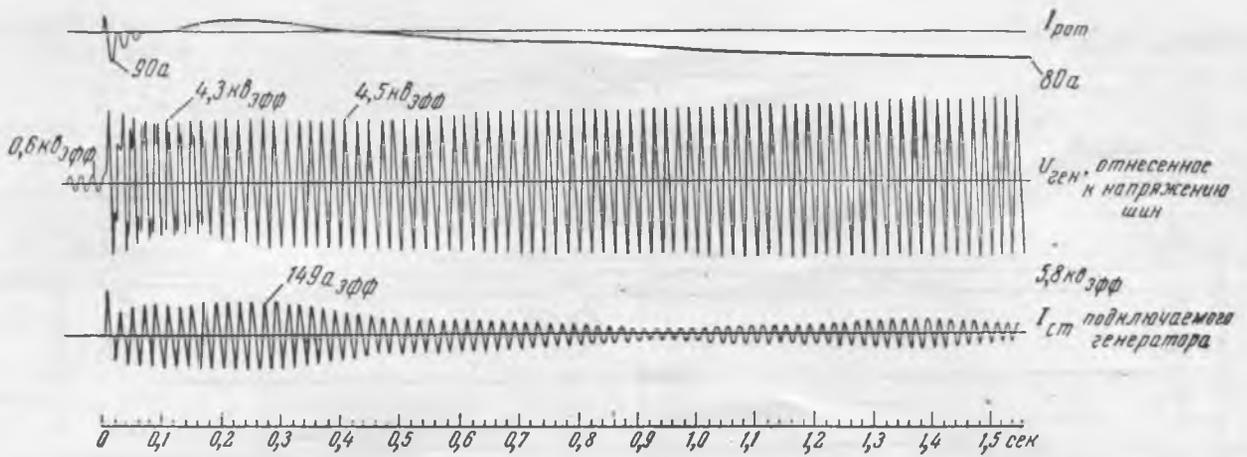


Рис. 2. Осциллограмма включения генераторов на параллельную работу по способу самосинхронизации.

Таблица 4

Характеристика режимов при самосинхронизации	№ опытов		
	1	2	3
Режим работающего генератора:			
Частота . . . . .	49,5	45	40
Напряжение на шинах станции, кВ . . . . .	6,0	4,4	3,5
Режим по нагрузке . .	Холостой ход	Полное открытие направляющего аппарата	Холостой ход
Частота подключаемого генератора в момент срабатывания реле . . . . .	48,5	43,8	40,5
Наибольшее значение периодической составляющей тока статора по отношению к номинальному . . . . .	0,76	0,62	0,66
Время самосинхронизации до полного восстановления напряжения, сек. . .	1,32	2,5	1,3
Наименьшее напряжение на шинах станции по отношению к начальному	0,7	0,7	0,71

За первые 7 мес. эксплуатации установки было проведено около 140 автоматических включений на параллельную работу двух генераторов 150 и 125 кВа способом самосинхронизации.

Включение производилось при напряжении на шинах от 3,5 до 6 кВ и при частоте от 40 до 50 пер/сек, как на один генератор 125 кВа, работающий на той же станции, так и при параллельной работе с другой станцией.

### Выводы

Теоретические и экспериментальные работы по самосинхронизации генераторов, проведенные ЦНИЭЛ и лабораторией эксплуатации ВИЭСХ по самосинхронизации генераторов, позволяют рекомендовать этот способ как основной для электростанций средней и малой мощности.

Для вновь строящихся электростанций следует рекомендовать автоматическую самосинхронизацию с использованием в качестве датчика реле разности частот типа ИРЧ-1.

На действующих электростанциях, где, как правило, используется коммутационная аппаратура с ручным приводом, в первую очередь рекомендуется осуществлять ручную самосинхронизацию, которая также исключает трудности, возникающие при осуществлении точной синхронизации.

На электростанциях, где установлены ручные приводы, легко реконструируемые для автоматического включения, например, с помощью грузовых устройств (приводы типа КАМ), пружинных устройств (автоматы типа ЕМ), целесообразно проводить указанную реконструкцию и осуществлять автоматическую самосинхронизацию.



# Определение потерь мощности в городской сети низкого напряжения

Инж. Л. Д. Клебанов

Работы по снижению потерь в городских электрических сетях, имеющие большое народнохозяйственное значение, требуют прежде всего учета этих потерь.

Подсчет потерь электрической энергии или потерь мощности в городской сети низкого напряжения является наименее разработанным методически и наиболее трудным вследствие большого количества участков сети с разными электрическими сопротивлениями, с различной меняющейся по длине участков нагрузкой, а также вследствие полного отсутствия стационарных измерительных приборов и постоянного дежурного персонала в узловых точках этой сети.

В настоящей статье предлагается методика определения потери мощности по измеренной потере напряжения при неравномерной нагрузке фаз в четырехпроводной сети.

$I_{мин}$  — ток минимально загруженной фазы;  
 $I_{ср}$  — ток среднезагруженной фазы;  
 $I_0$  — ток небаланса, ток в нулевом проводе;  
 $I_{ср.-ар}$  — среднеарифметическое значение тока фаз.

Для сравнения этих методов были построены кривые зависимости потерь мощности в воздушной линии с медными проводами длиной 200 м и сечением 35 мм<sup>2</sup> (сечение нулевого провода 16 мм<sup>2</sup>) от коэффициента неравномерности нагрузки фазных проводов при различных способах определения величины  $k_n$  и при одной и той же передаваемой мощности (рис. 1).

Потери мощности при неравномерной нагрузке фазных проводов выражены в процентах от потерь мощности при равномерной нагрузке. Значение тока в нулевом проводе определялось по формуле

$$I_0 = \sqrt{3 [(I_{ср.-ар} - I_{ср})^2 + (I_{ср.-ар} - I_{мин})^2 + (I_{ср.-ар} - I_{ср})(I_{ср.-ар} - I_{мин})]}$$

Степень неравномерности нагрузки фаз оценивается коэффициентом неравномерности  $k_n$ . В технической литературе предложено несколько методов определения коэффициента  $k_n$ , а именно:

1. Ленинградская кабельная сеть определяет величину  $k_n$  по следующей формуле:

$$k_n' = \frac{I_{макс} - I_{мин}}{I_{макс} + I_{ср} + I_{мин}}$$

2. Инж. А. А. Куликовский<sup>1</sup> предложил определять величину  $k_n$  как

$$k_n'' = \frac{I_0}{I_{макс}}$$

3. Инж. Н. М. Жигулева<sup>2</sup> предлагает определять величину  $k_n$  формулой

$$k_n''' = \frac{3I_0}{I_{макс} + I_{ср} + I_{мин}} = \frac{I_0}{I_{ср.-ар}}$$

Во всех этих формулах:

$I_{макс}$  — ток максимально загруженной фазы;

<sup>1</sup> См. „Электричество“, № 9, 1947 г.

<sup>2</sup> См. „Электрические станции“, № 4, 1948 г.

без учета смещения потенциала нулевой точки при неравномерной нагрузке фазных проводов.

Для определения  $I_0$  с учетом этого смещения были построены векторные диаграммы, и на основании определенного по ним истинного значения  $I_0$  определены потери мощности при разной неравномерности загрузки фазных проводов.

Рассмотрение кривых  $\Delta P = f(k_n)$  на рис. 1 показывает, что при применении коэффициента  $k_n''$ , предложенного инж. Н. М. Жигулевой, зависимость  $\Delta P$  от  $k_n''$  выражается однозначной функцией; что является наиболее существенным для расчетов. В отношении получения исходных данных для расчета  $k_n$  наиболее удобен коэффициент  $k_n'$ , так как для получения  $k_n''$  и  $k_n'''$  требуется определить  $I_0$ , что в отдельных случаях представляется затруднительным, особенно если принимать не упрощенный метод вычисления его, предложенный инж. Н. М. Жигулевой, а точно определять  $I_0$  с учетом смещения потенциала нулевой точки на приемном конце линии. Так как однозначная зависимость все же является наиболее существенной, то в качестве исходного показателя принимается коэффициент неравномерности  $k_n''$ .

$k_2 \backslash k_1$	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0
0	0,5	0,505	0,51	0,52	0,543	0,576	0,622	0,683	0,764	0,865	1,0
0,25	0,33	0,327	0,328	0,335	0,351	0,378	0,416	0,421	—	—	—
0,50	0,20	0,191	0,19	0,198	0,218	0,25	—	—	—	—	—
0,75	0,093	0,083	0,09	—	—	—	—	—	—	—	—
1,0	0,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

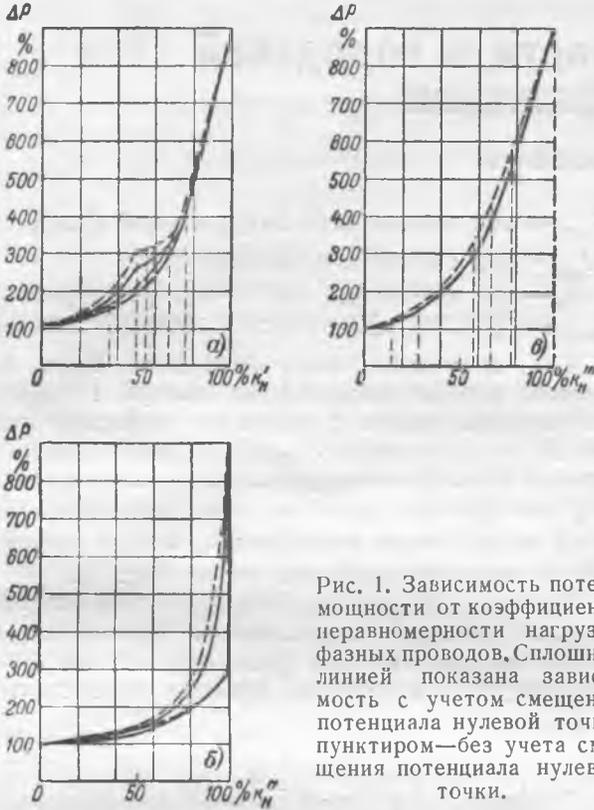


Рис. 1. Зависимость потерь мощности от коэффициента неравномерности нагрузки фазных проводов. Сплошной линией показана зависимость с учетом смещения потенциала нулевой точки; пунктиром — без учета смещения потенциала нулевой точки.

Зависимость искажения величины фазных напряжений на приемном конце магистрали при неравномерной нагрузке фазных проводов приведена в исследовании канд. техн. наук Б. Л. Айзенберга<sup>3</sup>, из которого заимствована номограмма для определения потери напряжения в функции коэффициентов  $k_1$  и  $k_2$ , характеризующих степень неравномерности нагрузки фазных проводов (рис. 2), где

$$k_1 = \frac{I_{cp}}{I_{max}} \text{ и } k_2 = \frac{I_{мин}}{I_{max}}$$

Если принять  $I_{max} = 1$ , то  $I_{мин} = k_2$ ,  $I_{cp} = k_1$ . Тогда  $I_0$  может быть выражен формулой

$$I_0 = I_{max} \sqrt{1 - k_1 - k_2 - k_1 k_2 + k_1^2 + k_2^2}$$

а коэффициент неравномерности нагрузки

$$k_n''' = \frac{\sqrt{1 - k_1 - k_2 - k_1 k_2 + k_1^2 + k_2^2}}{1 + k_1 + k_2}$$

<sup>3</sup> См. его статью „Использование свинцовой оболочки кабеля в качестве нулевого провода“, «Информационные материалы Энергосбыта Ленэнерго», № 5—6, 1944 г.

Значения  $k_n'''$  при разных  $k_1$  и  $k_2$  приведены в табл. 1. Следует отметить, что коэффициенты  $k_1$  и  $k_2$  имеют физический смысл лишь при условии  $k_1 > k_2$ .

По диаграмме рис. 2 и данным табл. 1 построена диаграмма кратности потери напряжения максимально загруженной фазы по отношению к потере напряжения при равномерной нагрузке фазных проводов при условии одинаковой передаваемой мощности в обоих случаях, т. е. при равномерной и при неравномерной нагрузке фазных проводов (рис. 3). Эта диаграмма применима для любых расчетных условий — для любых длин и сечений проводов магистрали, если только сопротивление нулевого провода вдвое больше сопротивления фазного провода ( $R_0 = 2R_\phi$ ). Кривые  $k_1 = const$  и  $k_2 = const$  образуют координатную сетку, и величина  $\frac{\Delta U_{неравн}}{\Delta U_{равн}}$

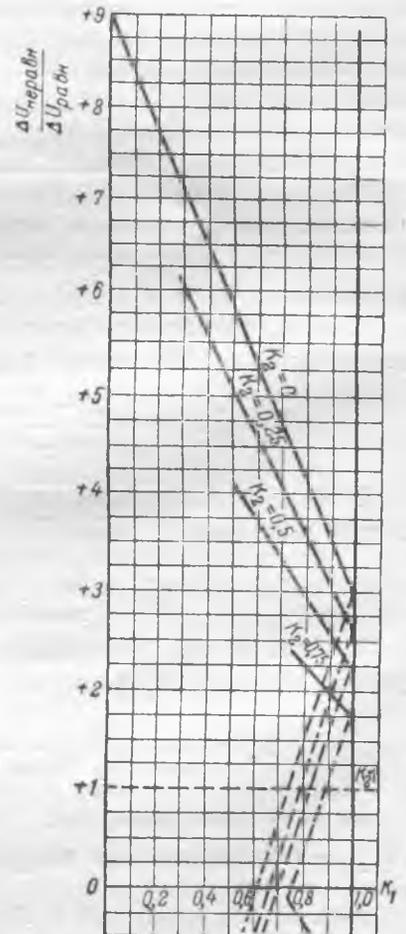


Рис. 2. Кратность потери напряжения максимально загруженной фазы по отношению к потере напряжения при равномерной нагрузке

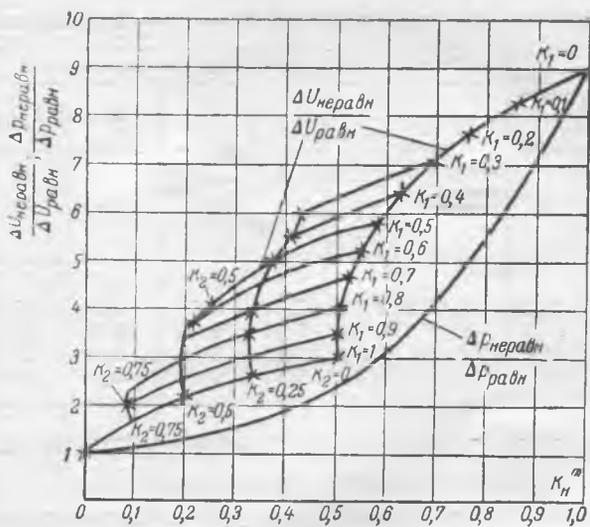


Рис. 3. Кратность потери напряжения максимально загруженной фазы по отношению к потере при равномерной нагрузке  $\frac{\Delta U_{\text{неравн}}}{\Delta U_{\text{равн}}}$  и кратность потери мощности при неравномерной нагрузке по отношению к потере при равномерной нагрузке  $\frac{\Delta P_{\text{неравн}}}{\Delta P_{\text{равн}}}$ .

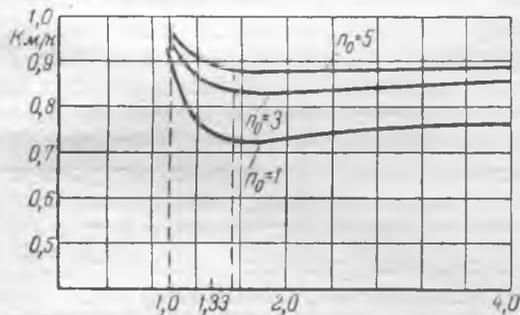


Рис. 4. Зависимость  $k_{м/н}$  от степени неравномерности загрузки ответвлений от магистрали

На рис. 4 приведена зависимость коэффициента  $k_{м/н}$  от соотношения между нагрузками ответвлений от магистрали. Эта зависимость построена в предположении равенства расстояний между вводами в дома и равенства нагрузок этих вводов и применима при этих условиях для магистралей любой длины в типовых схемах участков сети, приведенных на рис. 5.

Практическое пользование предлагаемым методом заключается в следующем. По кривым рис. 4 находится значение коэффициента  $k_{м/н}$  в зависимости от соотношения между нагрузками ответвлений от магистрали и от относительной длины головного участка сети, которые определяются по данным измерения нагрузки на головных участках сети и из рассмотрения схемы сети и сопоставления ее с типовыми схемами, приведенными на рис. 5. Схемы А-1 и Б-1 имеют одинаковую нагрузку ответвлений от магистрали и им соответствует на рис. 4 значение абсциссы, равное 1,0; схеме А-2 соответствует на рис. 4 значение абсциссы, равное 1,33; схеме А-3—значение абсциссы, равное 2,0; схемам А-4 и А-5—значение абсциссы, равное 4,0.

Схемам типа А отвечает кривая  $n_0=1$ , схемам типа Б-1—кривая  $n_0=3$  и схемам типа Б-2—кривая  $n_0=5$ . Таким образом, для любого соотношения между нагрузками ответвлений от магистрали и относительной длины головного участка сети по кривым рис. 4 может быть найдено значение  $k_{м/н}$ . При неравномерной нагрузке фаз величина  $k_{м/н}$  умножается на поправочный коэффициент  $a$ , определяемый указанным выше способом.

Так были определены потери мощности в воздушной сети небольшого города с населением в 10 тыс. чел.

Для оценки точности определения потерь предлагаемым способом был сделан также точный расчет потерь по измерениям тока и напряжения в четырех участках городской воздушной сети низкого напряжения. Эти участки составляют 67% протяженности всей сети, а нагрузка их—55% нагрузки всей сети. Ток измерялся измерительными клещами на отходящей из транс-

для любого случая неравномерной загрузки фаз однозначно определяется в указанных криволинейных координатах.

На рис. 3 приведена также зависимость кратности потери мощности при неравномерной нагрузке фаз, сравнительно с потерей при равномерной нагрузке при одинаковой передаваемой мощности в обоих случаях от коэффициента  $k''_н$  (для  $\frac{R_0}{R_\phi} = 2$ ).

Кратность потери напряжения для наиболее загруженной фазы определяется непосредственно из построенной диаграммы для всех возможных значений  $k_1$  и  $k_2$ .

Пользуясь построенными зависимостями  $\frac{\Delta U_{\text{неравн}}}{\Delta U_{\text{равн}}} = f(k''_н)$  и  $\frac{\Delta P_{\text{неравн}}}{\Delta P_{\text{равн}}} = f(k''_н)$ , можно найти зависимость поправки  $a$  к величине  $\frac{\Delta P\%}{\Delta U\%} = k_{м/н}$  при неравномерной нагрузке фаз как функцию от  $k''_н$ .

Поправка  $a$  определяется как отношение кратности  $\Delta P$  к кратности  $\Delta U$  при данной неравномерности загрузки фаз  $k''_н$ .

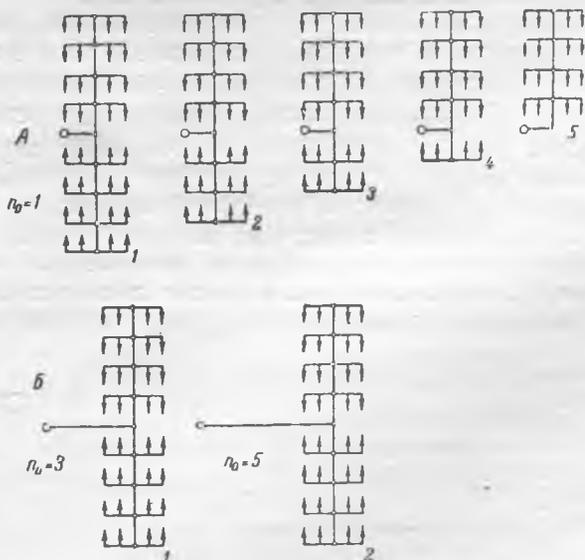


Рис. 5. Типовые схемы участков сети.

Трансформаторное помещение	Данные измерения					Потеря напряжения по аналитическому расчету		Потеря мощности по аналитическому расчету		Расчет потерь мощности предлагаемым методом					
	Максимальная нагрузка магистрали, квт	Напряжение, в		Потеря напряжения		в	%	квт	%	$k_{м/н}$ при равномерной нагрузке	$k''_н$	$a$	$k_{м/н} = a \cdot k'_{м/н}$	$\Delta P = \Delta U \cdot k_{м/н}$	
		в начале участка	в конце участка	в	%									квт	%
1	59	220	160	60	27,3	54	24,6	4,8	8,15	0,75	0,038	0,77	0,58	9,3	15,8
2	58,7	200	120	80	40	80	40	10,2	17,4	0,75	0,053	0,61	0,46	10,8	18,4
3	43,5	210	140	70	33,4	63	30	5,9	13,6	0,73	0,19	0,52	0,38	5,5	12,7
4	33,6	210	150	60	28,6	46,3	22	6,7	20	0,88	0,09	0,58	0,51	4,9	14,6
Средневзвешенное значение . .					33		30	27,6	14,2				0,486	30,5	15,6

форматорного пункта магистрали низкого напряжения, а напряжение измерялось переносным вольтметром на отходящей магистрали из трансформаторного пункта и далее в различных точках участка, вплоть до ввода к потребителю. Результаты измерений и расчетов приведены в табл. 2.

Средневзвешенное значение величины потери мощности по расчету составляет  $\Delta P_{ср} \% = 14,2 \%$ , а потери напряжения —  $30 \%$ . Таким образом, среднее значение коэффициента  $k_{м/н}$  может быть определено, как

$$k_{м/н} = \frac{14,2}{30} = 0,473.$$

Средневзвешенное значение коэффициента  $k_{м/н}$ , определенное предлагаемым способом, по данным измерений для рассматриваемых четырех участков городской сети, составляет 0,486. Погрешность в величине  $k_{м/н}$  составляет всего  $\frac{0,486 - 0,473}{0,473} \cdot 100 = 2,75 \%$ .

Таким образом, можно прийти к выводу о достаточной практической точности предложенного упрощенного метода определения коэффициента  $k_{м/н}$ , позволяющего перейти от величины потери напряжения к потере мощности.

Следует отметить, что при пользовании данным методом в городской кабельной сети значение  $k_{м/н}$  можно определять по коэффициенту неравномерности нагрузки  $k''_н$  в головном участке каждой магистрали. Это сильно облегчает определение потерь мощности, так как требует минимального количества измерений в сети.

В воздушных сетях, где имеются трехпроводные и четырехпроводные ответвления от магистралей, может иметь место значительная неравномерность нагрузки по фазам в отдельных

участках сети. Однако данные табл. 2 показывают, что суммарные потери мощности в нескольких участках сети определяются рассматриваемым методом с погрешностью, не превышающей приемлемых пределов. Погрешность эта, по данным табл. 2, составила  $\frac{30,5 - 27,6}{27,6} \cdot 100 = 10,5 \%$

от величины потерь мощности, определенных точным расчетом (по измерениям токов). Эту величину погрешности можно считать приемлемой, учитывая приближенное значение самой исходной величины  $\Delta P$ , поскольку и при аналитическом расчете определить точную величину потерь мощности не представляется возможным (в действительности измерение нагрузок производится неодновременно; измерение нагрузки клещами не может быть точным и т. д.).

При желании уточнить величину  $\Delta P$ , найденную экспериментальным путем, следует определять  $k_{м/н}$  не по всему участку в целом по измеренным значениям токов в фазных проводах в начале (на головном участке) магистрали.

Магистраль в таких случаях нужно разделить на две-три части, определить  $k_{м/н}$  в каждой из этих частей, измерив  $\Delta U$  по каждой части сети отдельно, а также нагрузку фазных проводов в начале каждого из этих участков.

В работе Ленинградского инженерно-экономического института им. Молотова, выполненной для ряда городских сетей, было установлено среднее значение  $k_{м/н}$  для магистралей городских кабельных сетей, равное 0,75 — 0,8.

Для городских воздушных четырехпроводных сетей  $k_{м/н} = a \cdot k'_{м/н}$  может быть в среднем принято примерно равным 0,5. Эту величину можно принимать в приближенных расчетах.

Переход от потери мощности к потере электрической энергии должен производиться умножением  $\Delta P$  на годовое число часов потерь.



## ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

### Перемещение тяжелых грузов на большие расстояния в практике строительства линий электропередачи

На строительстве линий электропередачи весьма часто приходится сталкиваться с необходимостью перемещения мощных тракторов С-80, ДТ-54 или других тяжелых механизмов вдоль трассы или с одного участка на другой, отстоящих друг от друга на 50—100 км. На такие передвижки тратилось много времени. У тракторов преждевременно изнашивалась ходовая часть, и нередко после длительного пробега нужные для срочных работ тракторы выходили из строя.

Для устранения этого, начиная с 1950 г., на производственных участках «Донбассэлектростроя» перемещение тракторов на большие расстояния по трассам производится на автомашинах ЗИС-151 с прицепной тележкой, рассчитанной на грузоподъемность 25 т. При этом автомашина ЗИС-151 подвергается небольшой реконструкции. По предложению механика завода Донбассэлектрострой т. В. С. Ухина с автомашины ЗИС-151 снимается кузов и рама машины усиливается швеллером № 14. Рессоры машины усиливаются на один-два листа. К раме машины прикрепляется приспособление, позволяющее передней части прицепа делать повороты почти до 90°.

Тележки грузоподъемностью 25 т представляют собой платформу из швеллеров с высотой над землей не более 0,8 м. В задней части платформы устанавливаются на кронштейнах 8 скатов размером 34×7.

Как показали произведенные опыты, автомашина с такой прицепной тележкой, нагруженной трактором С-80, может передвигаться со средней скоростью 30—35 км/час; скорость передвижения по сильно пересеченной местности с большими подъемами снижается до 15—20 км/час.

Удобство и надежность такого способа передвижения тяжелых грузов и тракторов совершенно очевидны, и каждый монтажный сетевой трест имеет возможность изготовить такие агрегаты своими силами, применяя для этой цели отечественные машины.

Такие машины также могут быть употреблены для перемещения трансформаторов весом до 25 т и мощных выключателей. Эти же агрегаты могут быть использованы в случае необходимости для перевозки конструкций опор для установки на линии электропередачи.

При строительстве одной линии электропередачи 220 кв такие комбинированные тягачи с платформами были использованы для перемещения тяжелых бетонных фундаментов. Вес каждого фундамента составлял 16,5 т, высота 2,5 м, ширина по нижней плите 2 м, дальность перевозки 50—75 км.

Погрузка фундаментов на платформу-прицеп производилась трактором С-80, а в некоторых случаях гусеничным краном грузоподъемностью 25 т. Фундаменты благодаря своей тяжести не требовали специальных закреплений. За короткий срок было перемещено около 200 фундаментов общим весом 3 300 т.

Инж. И. И. Филимончук

### Переход высоковольтных линий 35 кв с установкой опор в реке

Для быстрого освоения нефтеносных площадей необходимо было построить высоковольтную линию 35 кв в одном из нефтяных районов, отстоящем от ближайшего источника электроснабжения на 18—20 км.

Трасса линии электропередачи 35 кв проходила через судоходную реку. Сооружение специального воздушного перехода через реку с установкой специальных береговых опор для пролета до 650 м требовало значительных капитальных затрат, являлось весьма трудоемким и не обеспечивало установленного срока строительства.

Прокладка кабеля 35 кв через судоходную реку могла быть произведена только при заглублении кабеля в грунт не менее чем на 0,5 м, что должно было повлечь за собой производство подводных работ по рытью траншей с привлечением экспедиции Управления подводно-технических работ. Кроме того, значительная длина трассы подводного кабеля потребовала бы установки соединительных подводных муфт, что могло явиться слабым местом в эксплуатации всей линии электропередачи.

С целью обеспечения сроков строительства этой линии было принято решение об осуществлении воздушного перехода через реку с установкой промежуточных опор специального типа непосредственно в русле реки.

Переход был сделан на расстоянии 8,5 м от устоев имеющегося через реку моста с подъемной частью для пропуска судов (рис. 1).

Переход осуществлен на двух АП-образных концевых опорах, расположенных по берегам реки, и двух специальных промежуточных опорах, расположенных против устоев моста. Устои моста послужили основными ледорезами, защищающими промежуточные опоры во время подвижки льда и ледохода.

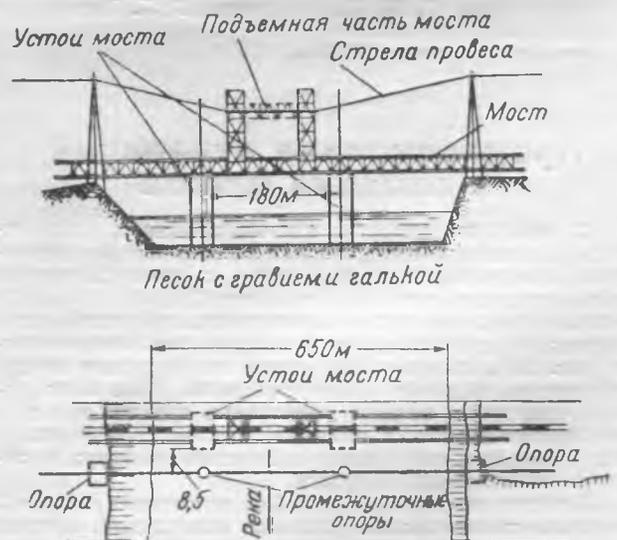


Рис. 1. Схема подвески высоковольтной линии электропередачи 35 кв на промежуточных опорах через реку.

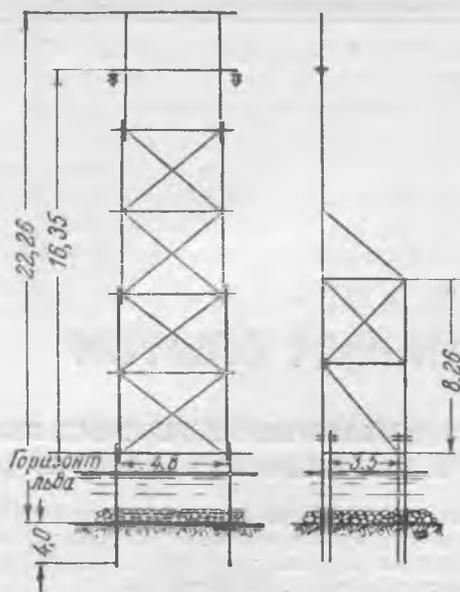


Рис. 2. Специальная промежуточная опора на переходе через реку.

Промежуточные опоры (рис 2) высотой 22,26 м установлены на сваях с глубиной заложения 4 м. Опоры состоят из двух отдельно собранных рам с последующим соединением их между собой горизонтальными и диагональными связями и подкосами.

Забивка свай произведена со льда копрами, а подъем рам и их установка — железнодорожным краном непосредственно с моста.

Для большей надежности и лучшей защиты оснований опор от плывущего льда опоры с двух сторон (по течению реки) обшиты деревянными брусками диаметром 180/200 мм и обиты 3-мм сталью до уровня максимально возможного подъема воды в реке.

Опоры обсыпаны камнем на высоту 1,5 м с общей площадью обсыпки вокруг каждой из них в 80 м<sup>2</sup>.

Установка таких опор была произведена в короткий срок и обеспечила возможность своевременного окончания строительства линии электропередачи.

Описанный воздушный переход находится в работе свыше двух лет и выдержал три весенних ледохода без всяких повреждений.

Опыт сооружения и эксплуатации воздушного перехода такого типа показал, что в частных случаях возможна установка промежуточных опор в реке при надлежащей защите их от ледохода.

Инж. Г. М. Каган и инж. Г. П. Тихомиров

## Продавливание отверстий в панелях щитов

В монтажных условиях для выполнения круглых отверстий в панелях электрических щитов находило применение приспособление в виде скобы с резцами, которое либо укреплялось своей осью в центре будущего отверстия в панели (рис. 1,а) при работе вручную, либо снабжалось хвостовиком для крепления в патроне сверлильного станка (рис. 1,б), причем в этом случае вместо резцов иногда применялись дисковые ролики труборезов. Чаще всего, однако, отверстия в панелях выполнялись зубилом или ручным электросверлом, с помощью которого контур отверстия высверливается сверлом небольшого диаметра, с последующей опиловкой зазубрин.

Наиболее правильным способом выполнения отверстий считалось продавливание. Основное затруднение, которое возникало при этом, заключалось в недостаточном вылете прессов, применявшихся на монтаже. Этот вылет (зев пресса) должен быть такой величины, чтобы была возможность продавливать отверстия по средней оси панели.

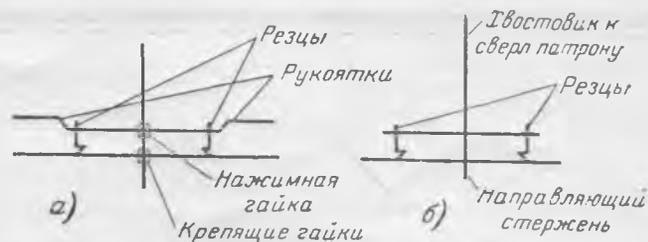


Рис. 1. Схематические эскизы приспособлений для вырезывания круглых отверстий.  
а — ручное; б — устанавливаемое на шпинделе сверлильного станка.

Так как обычная ширина панели щитов находится в пределах 900 мм, размер зева пресса должен быть около 500 мм.

У монтажных организаций Главэлектромонтажа широкое применение нашли универсальные эксцентриковые прессы типа УПП (рис. 2), предназначенные для резки полосовой стали (до 60×6 мм), угловой (60×60×8 мм), круглой (до 24 мм) и для штамповки мелких изделий. Основные данные прессы: рабочее давление до 20 т, мощность электродвигателя 3,5 квт, габариты основания 1870×1000 мм, высота 1450 мм, вылет 130 мм, вес 100 кг.

Работниками треста Южэлектромонтаж тт. Карась, Гонзул и Ивановым была предложена и осуществлена реконструкция такого прессы, имевшая целью увеличение его вылета до 500 мм и использование для продавливания отверстий в стальных листах.

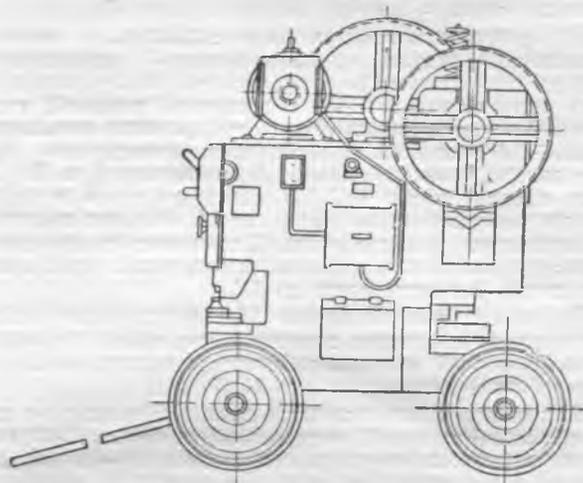


Рис. 2. Передвижной монтажный пресс типа УПП.

Реконструкция заключалась в том, что в основных боковинах станины прессы был сделан необходимый вырез и вместе с этим боковины были усилены двумя щеками из листовой стали толщиной 20 мм, что возмещало ослабление станины, вызванное вырезом (рис. 3). Для возможности подведения листа панели под пуансон прессы щеки (размером 600×1660 мм) имели внутреннее отверстие прямоугольной формы (220×1300 мм). Они прочно скреплялись сквозными болтами со станиной прессы и затем приваривались к ней электросваркой по всем кромкам прилегания. В своей выступающей за габариты прессы части щеки имели поперечное крепление и наружную обшивку.

Для продавливания отверстий применяются пуансоны надлежащей формы и соответствующие им матрицы. Пуансоны направляются специальной траверзой, укрепленной в вырезе щеки.

Благодаря применению продавливания явилась возможность выполнять отверстия различной формы. Единственное ограничение, определяемое мощностью прессы, заключается в том, что периметр продавливаемого отверстия не должен превышать 600 мм.

Кроме увеличения вылета прессы и связанного с этим усиления его станины потребовалось несколько увеличить эксцентриситет основного вала для увеличения хода пуансона в связи с применением скошенных краев пуансона

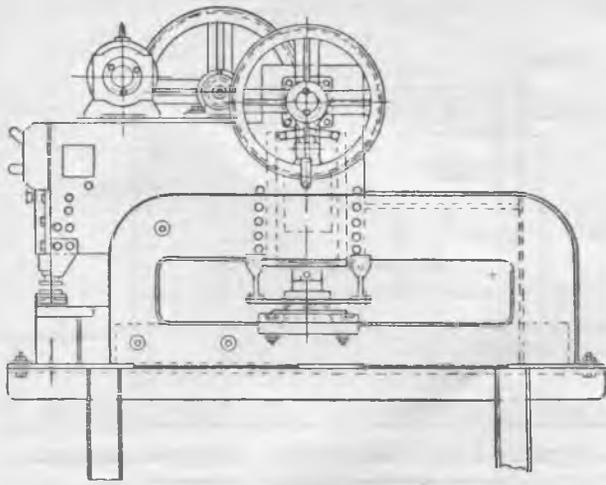


Рис. 3. Реконструированный пресс УПП.

(в целях уменьшения величины усилия, требующегося для продавливания). Такое увеличение эксцентриситета возможно осуществить навариванием вала с последующей проточкой либо заменой вала.

Пресс после реконструкции был установлен на фундаменте (рис. 4); все его производственные возможности полностью сохранились в смысле объема и вида проводимых операций, определяемых его конструкцией. Стационарная установка пресса в монтажных мастерских вполне отвечает условиям индустриализации электромонтажных работ.

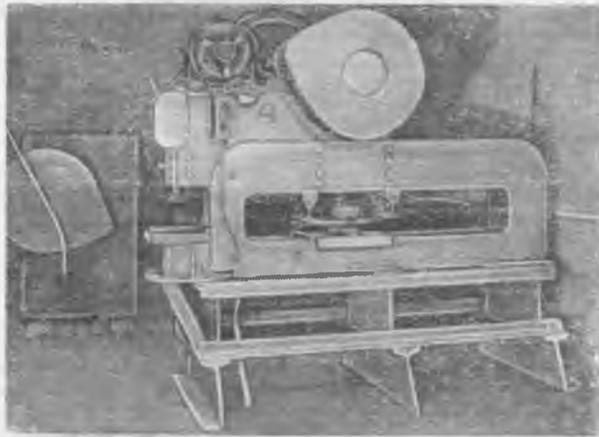


Рис. 4. Установка пресса на фундаменте.

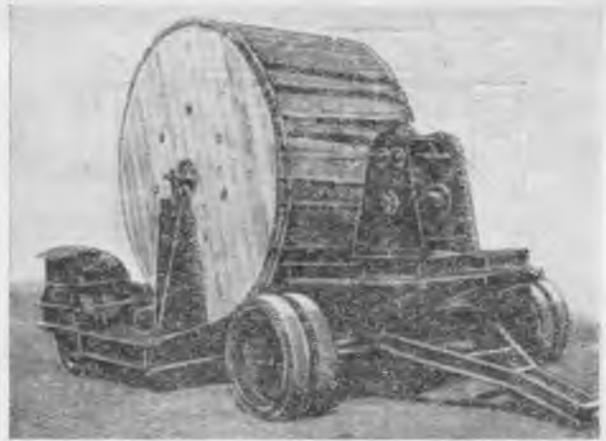
Опыт применения реконструированного пресса УПП для продавливания отверстий разной формы в стальных листах толщиной до 3,5 мм показал полную целесообразность такой переделки.

Поскольку нашей промышленностью прессы монтажного типа с большим вылетом не изготавливаются, описанная реконструкция пресса УПП представляет интерес не только для монтажных организаций, но также и для промышленных предприятий, изготавливающих распределительные щиты.

Инж. Д. М. Андрианов

## Транспортер для перевозки и размотки кабелей

Погрузка и разгрузка барабанов кабелей весом более 5 т на автомашины, имеющие высоту площадки выше 1 м, требуют большого количества рабочих, ряда полъемных и такелажных приспособлений. Кроме того, прокладывать



Транспортер, нагруженный барабаном с кабелем весом 10,9 т, с домкратами.

кабель в траншею непосредственно с автомашины не представляется возможным.

В Горсети Горэнерго в 1950 г. сконструирован и изготовлен транспортер низкого типа (см. рисунок) для перевозки барабанов кабелей весом до 10 т, а также для прокладки с него кабеля непосредственно в траншею. Буксиром для транспортера служит грузовая автомашина ЗИС-150.

Изготовленный транспортер имеет большие преимущества перед автотранспортом, а также высокую проходимость. Так, например, погрузка на транспортер и разгрузка с него барабана кабеля марки ОК сечением  $3 \times 120 \text{ мм}^2$ , весом 10,9 т были выполнены при помощи установленной на транспортере лебедки четырьмя рабочими, а вывешивание барабана с кабелем для его прокладки с транспортера — специальными домкратами, предусмотренными на транспортере, — двумя рабочими. Время на погрузку, разгрузку и транспортировку барабана на расстояние 4 км составило 3 часа.

Инж. П. В. Терников

## Монтаж турбовоздуховки без мостового крана

При восстановлении одного из металлургических заводов предстояло в короткий срок смонтировать две новые турбовоздуховки производительностью по 3 350 м<sup>3</sup>/мин. Монтаж первой турбовоздуховки должен был производиться в существующем здании, но при отсутствии мостового крана, поступление которого на завод задерживалось почти на 2 мес.

Учитывая большую задержку в получении крана и наличие готового фундамента, а также всего оборудования одной турбовоздуховки, было решено для обеспечения пуска доменной печи в установленный срок начать монтажные работы без мостового крана, используя другие имеющиеся на заводе и у монтирующей организации такелажные средства.

Были рассмотрены все возможные способы организации работ, а именно: при помощи трех монтажных стрел грузоподъемностью по 20 т, установленных на отметке 7,0 м; при помощи двух монтажных стрел и железнодорожного крана грузоподъемностью 25 т, установленного рядом с фундаментом турбовоздуховки; при помощи вантового крана-деррика и, наконец, при помощи специальной ползучей кран-балки, устанавливаемой на имеющиеся подкрановые пути.

После всестороннего рассмотрения преимуществ и недостатков каждого варианта, сравнения стоимости и времени, необходимого на изготовление и монтаж такелажного оборудования, был принят вариант с ползучей кран-балкой.

На территории завода имелись четыре сварные балки необходимого сечения и профиля, из которых и была сделана кран-балка, что, естественно, сильно ускорило процесс изготовления.

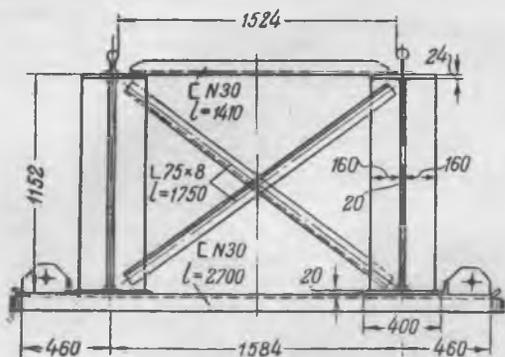


Рис. 1. Разрез ползучей кран-балки.

Максимальный вес отдельных частей турбины и воздуходувки составлял около 37 т, а поэтому кран-балка была рассчитана на грузоподъемность 40 т.

Кран-балка (рис. 1) состоит из двух жестко соединенных между собой сварных балок высотой 1152 мм. Концы балок установлены на полозья из опрокинутых швеллеров № 30, которыми кран-балка и опирается на подкрановые рельсы, хорошо смазанные солидолом.

Для перемещения кран-балки вдоль здания были установлены четыре ручных лебедки грузоподъемностью 3 т (в процессе работы были заменены электрическими лебедками грузоподъемностью 1,5 т) с полиспастами в три нитки, закрепленными на обоих концах кран-балки.

Для перемещения грузов поперек здания вдоль кран-балки были уложены железнодорожные рельсы и на них установлена специальная тележка. Перемещение тележки вдоль балки осуществлялось при помощи ручных лебедок, установленных на концах балки (рис. 2).

Вертикальный подъем грузов производился установленной на тележке электрической лебедкой при помощи восьминиточного полиспаста, укрепленного на раме тележки. Питание грузовой лебедки электрической энергией производилось гибким подвесным кабелем.

Железнодорожный путь широкой колеи был проложен только до первого фундамента и проходил на расстоянии 3,5 м от оси колонн здания. При таком положении железнодорожного пути не представлялось возможности принимать грузы прямо с железнодорожных платформ, закатываемых в помещение. Для устранения этого недостатка было решено над осью путей повесить на кран-балке еще один вспомогательный полиспаст грузоподъемностью 20 т. Пользуясь этим полиспастом вместе с основным, можно было снимать с платформ самые тяжелые детали турбовоздуховки. Такая ползучая кран-балка была изготовлена, смонтирована и оснащена в течение 15 дней.

Используя ползучую кран-балку, удалось смонтировать все оборудование первой турбовоздуховки, закрыть и сдать ее под подливку. Прибывший через полтора месяца

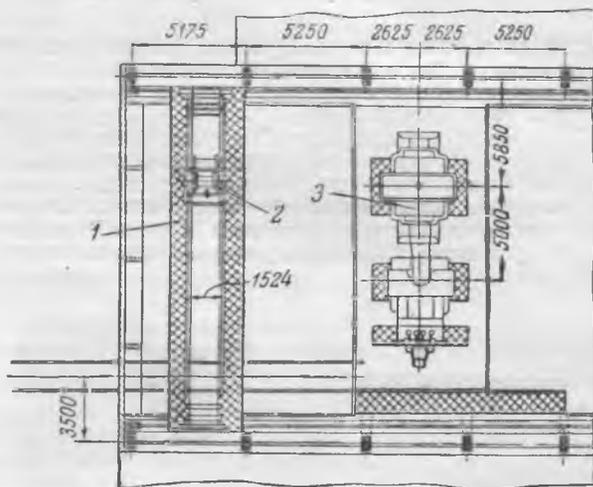
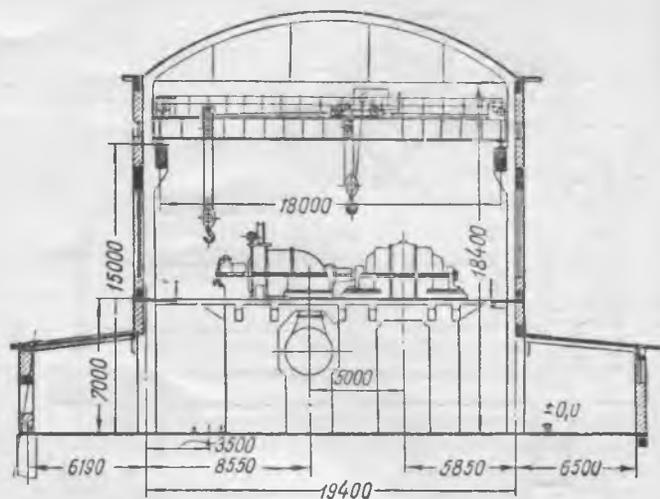


Рис. 2. Паро-воздуховная станция.

1 — ползучая кран-балка; 2 — тележка; 3 — турбовоздуховка.

мостовой кран был пущен, когда все основные монтажные работы уже были закончены.

Стоимость ползучей кран-балки (включая изготовление, монтаж и последующий демонтаж) составила около 60 тыс. руб. Кран-балка позволила смонтировать и пускать турбовоздуховку, обеспечив тем самым пуск доменной печи в установленный срок.

Инж. Ф. Г. Логунов



## ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

### Изготовление гребенчатых прокладок для фланцевых соединений установок высокого давления

Для уплотнения фланцевых соединений в трубопроводах и арматуре высокого давления широкое распространение получили гребенчатые прокладки. Как показывает опыт эксплуатации, при надлежащем качестве выполнения гребенчатых прокладок они надежны в работе и удобны при ремонте.

Заготовки для прокладок на большинстве электростанций вырезаются из листового металла автогеном; при этом края заготовки получаются неровными. Структура материала по краям оказывается нарушенной и в процессе последующей механической обработки лезвие реза, ударяясь о твердый неравномерно вырезанный металл, крошится. Поэтому при вырезке заготовок автогеном необходимо оставлять повышенные припуски на обработку.

Вырезка заготовок из листа на сверлильном станке посредством реза (рис. 1) полностью устраняет указанные недостатки. После вырезки в центре заготовки сверлится отверстие диаметром 22 мм.

В целях достижения требуемых механических качеств необходимо заготовки перед механической обработкой подвергать термической обработке — отжигу, после которой твердость стали должна быть не более 130 единиц по

Бринелю. Для достижения этого заготовки нагреваются до 880—900° С, выдерживаются при этой температуре 30 мин. и затем медленно охлаждаются в печи, пока изделие не потемнеет (500° С), после чего его можно выгрузить из печи и охлаждать на воздухе.

Обработка заготовки производится специальным приспособлением (рис. 2). Заготовка 6 закрепляется в этом приспособлении помощью прокладки 3 и гайки 4. Благодаря наличию прокладки 3 заготовка равномерно прижимается по всей плоскости к планшайбе 2. Приспособление устанавливается в конус передней бабки токарного станка и помощью оправки 1 и гайки 5 затягивается в него, в результате чего создается необходимое крепление приспособления. После закрепления заготовки в приспособлении обработку ее производят в следующем порядке (рис. 3):

1. Подрезка первого торца под  $\nabla\nabla\nabla 9$
2. Нарезка гребешков (зубцов).

Конструкция реза показана на рис. 4. Поверхность зубцов должна быть чистой. Наличие рисок, надиров, забоин и тому подобных дефектов не допускается.

Наиболее опасными являются поперечные риски, которые, как правило, приводят к разрушению прокладок аналогично указанному на рис. 5.

Резец должен быть тщательно заточен и доведен по шаблону. Боковые и передняя грани резцов доводятся до зеркальной чистоты поверхности, что значительно повышает качество нарезки. Для устранения влияния неровностей режущей кромки надо создавать чистоту поверхности лезвия на три класса выше заданной чистоты обработки детали. Хорошую чистоту поверхности дает применение в качестве смазывающей жидкости следующего состава: 75% льняного масла, 15% керосина и 10% скипидара. Хорошую чистоту поверхности дает также применение в качестве охлаждающей — смазывающей жидкости, состоящей из 25% раствора олеиновой кислоты, 25% скипидара и 50% керосина.

3. Подрезка по внутреннему диаметру прокладки на половину толщины материала.

Затем следуют переворты заготовки прокладки и закрепление ее помощью прокладки 3 и гайки 4.

4. Подрезка второго торца под  $\nabla\nabla\nabla 9$  (размеры реза приведены на рис. 4.)

5. Нарезка зубцов аналогично п. 2.

6. Вырезка по внутреннему диаметру прокладки и снятие ее с приспособления.

Вырезанную часть прокладки следует использовать как заготовку для изготовления другой прокладки меньшего размера.

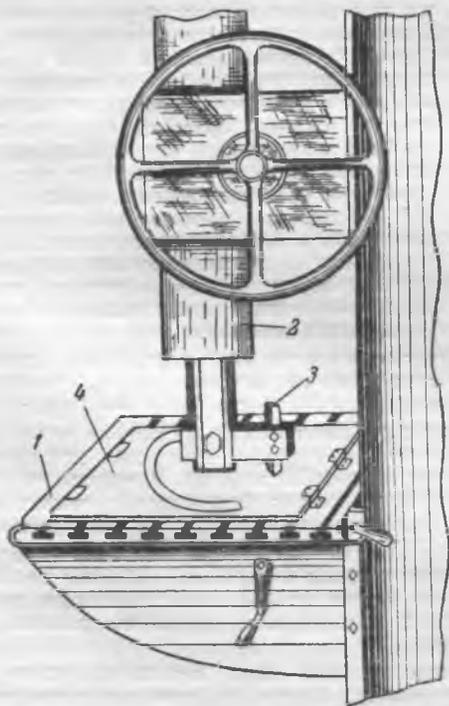


Рис. 1. Приспособление для вырезки из листа заготовок для гребенчатых прокладок.

1 — стол сверлильного станка; 2 — шпindelь станка; 3 — резец; 4 — заготовка под прокладку.

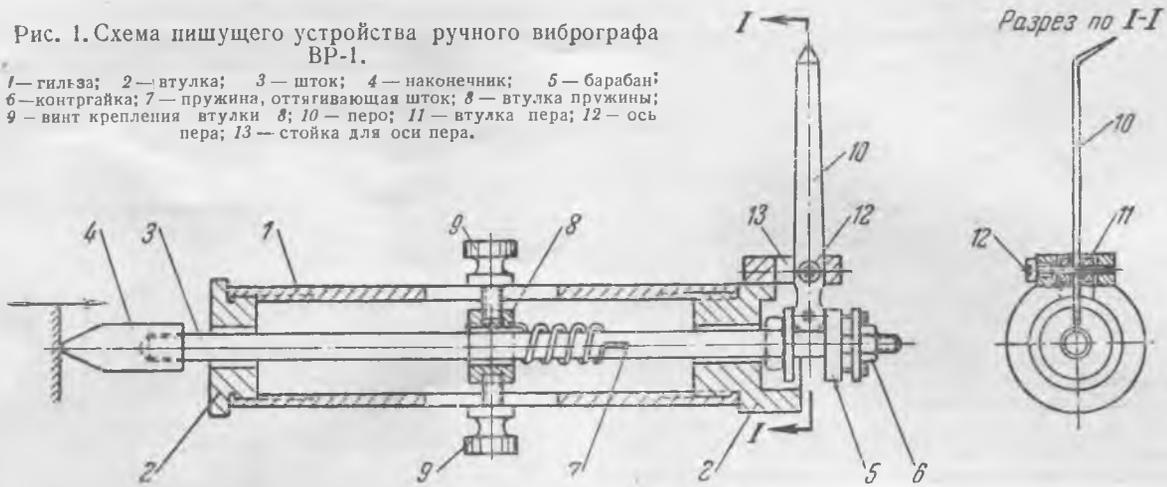


Рис. 2. Приспособление для обработки гребенчатых прокладок.



Рис. 1. Схема пишущего устройства ручного вибрографа ВР-1.

1—гильза; 2—втулка; 3—шток; 4—наконечник; 5—барабан; 6—контргайка; 7—пружина, оттягивающая шток; 8—втулка пружины; 9—винт крепления втулки; 10—перо; 11—втулка пера; 12—ось пера; 13—стойка для оси пера.



к резкому снижению чувствительности и росту погрешностей измерения.

Вторым источником погрешностей является несовершенная форма острия пластинки пера, предназначенного снимать с поверхности цветной бумаги тонкий слой специального непрозрачного белого воскового покрытия.

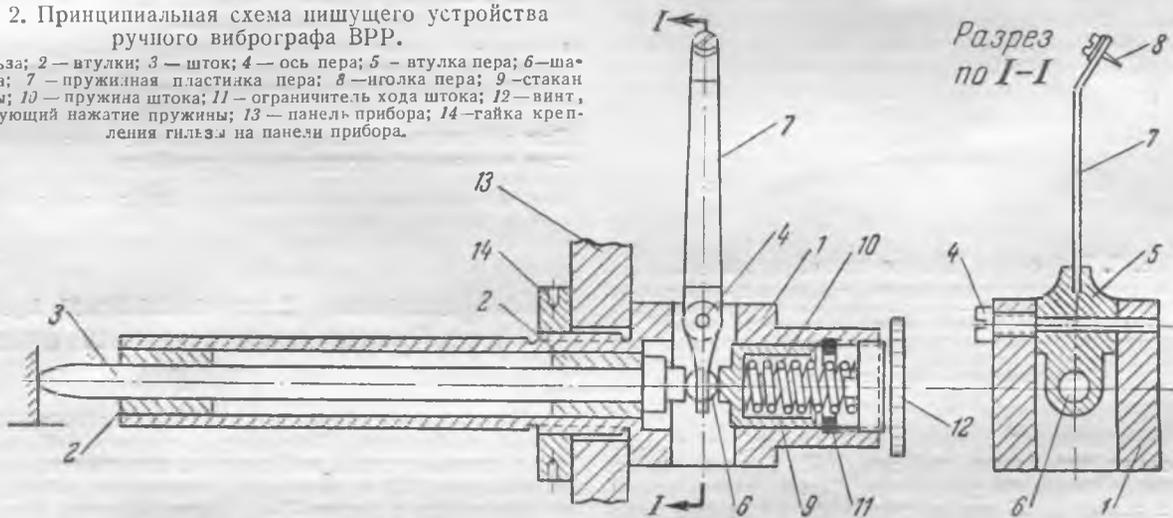
След записи даже при хорошем качестве специальной бумаги получается слишком широким, а при бумаге среднего качества имеет «рваные» края.

Испытание на вибростенде ЦНИЭЛ двух кустарно изготовленных образцов ручных вибрографов ВРР с описанным пишущим устройством показало более высокую их чувствительность и лучшее качество работы по сравнению с вибрографом типа ВР-1.

В конце 1949 г. ЦЛЭМ Мосэнерго были изготовлены два экспериментальных образца ручного вибрографа ВРР. Всестороннее испытание этих экспериментальных вибрографов, проведенное с участием Службы наладки тепло-

Рис. 2. Принципиальная схема пишущего устройства ручного вибрографа ВРР.

1—гильза; 2—втулки; 3—шток; 4—ось пера; 5—втулка пера; 6—шарик пера; 7—пружинная пластинка пера; 8—иглолка пера; 9—стакан пружины; 10—пружина штока; 11—ограничитель хода штока; 12—винт, регулирующий нажатие пружины; 13—панель прибора; 14—гайка крепления гильзы на панели прибора.



Эти обстоятельства снижают точность записи и расшифровки виброграмм под микроскопом.

В целях повышения качества работы ручного вибрографа автором в 1943 г. была разработана конструкция пишущего устройства<sup>1</sup>, предназначенного для записи виброграмм на поверхности целлулоидной киноплёнки (рис. 2).

Выбор киноплёнки обосновывался возможностью получения в достаточном количестве более тонких, чем на бумаге, записей, что должно повысить точность измерений.

В этом пишущем устройстве шток 3 перемещается в двух втулках 2, запрессованных в гильзу 1. Перо пишущего устройства состоит из бронзовой втулки 5, вращающейся на стальной оси 4, несущей на одном конце запрессованный стальной шарик 6 диаметром 4 мм, а на другом — впаивную стальную пластинку 7 со съёмной иглолкой 8. Шарик пера помещается между тщательно отшлифованными торцами штока 3 и стакана 9.

Регулируемый винтом 12 натяг пружины 10 обеспечивает контакт штока 3 с вращающейся поверхностью, устранение зазора в сочленении шарика 6 и штока 3 и передачу перу усилий, достаточных для выдавливания концом иглолки 8 записи на поверхности киноплёнки.

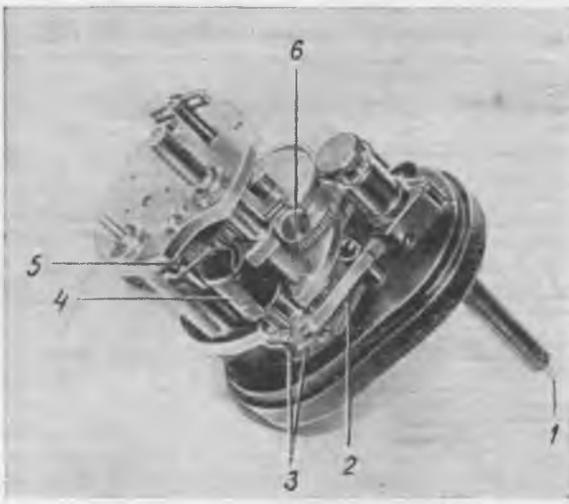
вого оборудования Мосэнерго, выявило влияние на качество работы вибрографа (при записи им вибраций как на киноплёнке, так и на восковой бумаге): веса прибора, конструкции оси вращения пера, упругости пружинной пластинки пера, формы заточки иглолки, нажима пружины на шток и тому подобных моментов. Эти испытания дали возможность внести соответствующие поправки и отрегулировать вибрографы так, что рабочие характеристики их стали значительно лучше, чем у кустарных образцов.

Это дало возможность разработать<sup>2</sup> и изготовить в мастерских ЦЛЭМ Мосэнерго промышленный образец вибрографа ВРР (рис. 3—4).

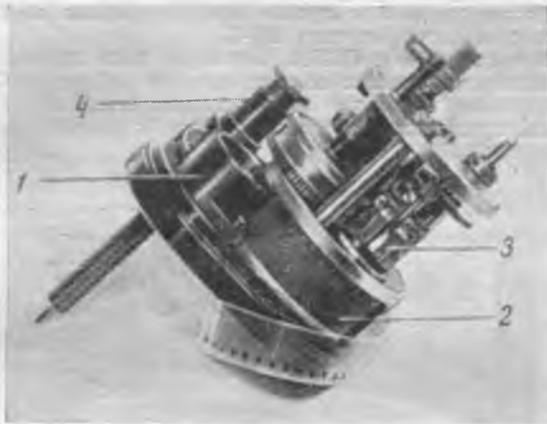
В промышленном образце неизменной оставлена конструкция пишущего устройства. Механизм привода выполнен компактно; количество ленты, протягиваемой за один завод пружины, увеличено до 2 м; введено устройство для подъема пера от плёнки; улучшена конструкция лентоотводчика и кассеты внутри прибора, вмещающей 4—5 м плёнки; введен отметчик времени, работающий от карманной батареи и маркирующий на плёнке время либо от внутреннего, либо от внешнего прерывателя.

<sup>1</sup> Авторское свидетельство № 83902 от 1950 г.

<sup>2</sup> При участии конструктора В. М. Ларгина.



а)



б)

Рис. 3. Виброграф ВРР со снятой крышкой.

а — вид со стороны записывающего устройства: 1 — шток пишущего устройства; 2 — перо; 3 — иглы; 4 — отметчик времени; 5 — прерыватель; 6 — винт для крепления отметчика времени. б — вид со стороны кассеты: 1 — откидная кассета; 2 — свинцовая заливка; 3 — центробежный регулятор; 4 — пишущее устройство.

Размеры основной эллиптической панели, на которой смонтированы все детали прибора  $105 \times 75$  мм, высота с крышкой у пишущего устройства 70 мм, максимальная высота, с крышкой, 95 мм, выступающий конец пишущего устройства 70 мм. Вес вибрографа в целях улучшения качества работы увеличен до 2 кг путем заливки свинцом свободной полости в приборе.

Крышка, закрывающая прибор, выполнена из плексигласа и крепится при помощи одного винта. Прозрачность материала крышки обеспечивает видимость практически при всех положениях вибрографа конца пера, закрашенного светящейся краской, и возможность контроля за действием механизма и наличием пленки в кассете.

Приемные испытания экспериментальных образцов вибрографа ВРР, произведенные Технической комиссией, с записью вибраций на пленке и восковой бумаге показали:

1. В диапазоне частот 20—55 пер/сек и амплитуд вибраций от 10 до 200 мк относительная погрешность вибрографа не превышает  $\pm 10\%$ .

2. Виброграф отвечает требованиям эксплуатационного контроля за виросостоянием турбогенераторов на 1500 и 3000 об/мин;

3. Чувствительность вибрографов ВРР превосходит аналогичные по классу точности вибрографы, а также выпускаемые нашей промышленностью вибрографы ВР-1.

Некоторую трудность представляет расшифровка с помощью микроскопа записанных на пленке виброграмм.

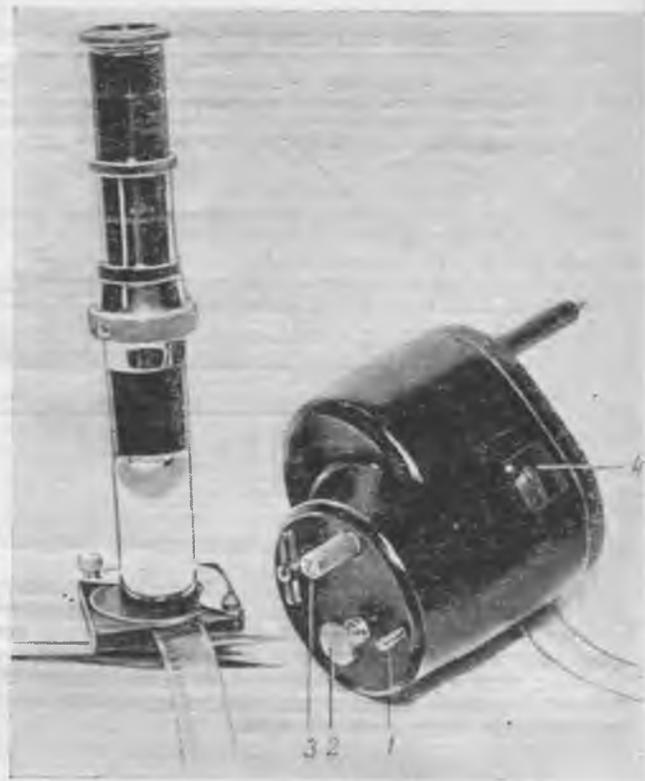


Рис. 4. Виброграф ВРР и микроскоп для расшифровки виброграмм.

1 — пусковая кнопка; 2 — винт для крепления крышки; 3 — головка для подъема пера; 4 — окно для отметок на пленке места записи вибраций.

Для облегчения расшифровки предстоит разработать простое оптическое проекционное устройство.

Инж. Н. Ю. Рейнман

## Устранение заземления цепи возбуждения генератора на ходу

На генераторе 15 тыс. кВт АЕГ появилась «земля» в цепи возбуждения. Вольтметр, установленный для контроля изоляции цепей возбуждения, при напряжении между кольцами 150 в, показывал напряжение обоих колец по отношению к земле 75 в. Таким образом, было ясно, что заземление произошло либо в середине обмотки ротора, либо в электрической середине внешней цепи возбуждения.

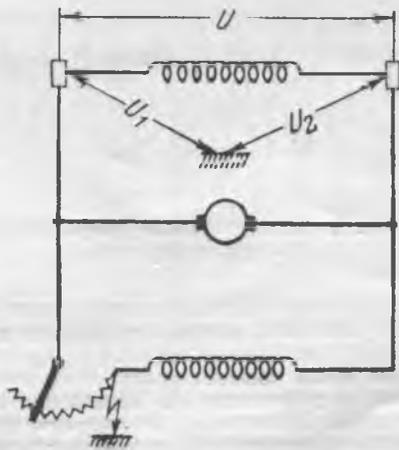
Было решено определить место заземления цепи возбуждения без отключения генератора от системы и устранить его на ходу, если будет обнаружено, что заземление находится во внешней цепи (исключая возбудитель).

Для определения места заземления (ротор или внешняя цепь) был использован метод, предложенный старшим мастером электроцеха М. М. Маннаповым, сущность которого изложена ниже.

Точка заземления делит общее сопротивление обмотки ротора или внешней цепи возбуждения в зависимости от того, где находится точка заземления, на два

плеча (см. рисунок). Отношение  $\frac{U_1}{U_2}$  пропорционально от-

ношению сопротивлений соответствующих плеч. Если заземление находится во внешней цепи возбуждения (шунтовой реостат, обмотка возбуждения, соединительные провода и т. д.), то изменение положения подвижного контакта шунтового реостата изменит распределение напряжений по плечам, т. е. изменится отношение  $\frac{U_1}{U_2}$ . Если же заземление будет в обмотке ротора



генератора или в обмотке якоря возбuditеля, то положение подвижного контакта шунтового реостата не влияет на отношение  $\frac{U_1}{U_2}$ , так как сопротивление плеч не изменится.

В данном случае при первоначальном режиме было  $U = 150$  в. Отношение

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{75}{75} = 1.$$

Реактивная нагрузка генератора позволяла увеличить возбуждение до 180 в; при этом отношение

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{70}{110} \approx 0,64.$$

Таким путем было установлено, что точка заземления находится в цепях возбуждения возбuditеля.

Дальнейшая работа по отысканию и устранению точки заземления могла быть выполнена путем последовательного исключения отдельных элементов цепи. Сопоставление величины общего сопротивления цепи возбуждения возбuditеля с величинами сопротивлений ее отдельных элементов (шунтовой реостат, шунтовая обмотка возбuditеля) показало, что точка заземления находится в зоне шунтового реостата или в соединительных проводах в сторону шунтовой обмотки.

Последовательно с шунтовым реостатом был включен лабораторный реостат и после того, когда шунтовой реостат был полностью выведен и его вместе с подводящими проводами исключили из цепи, «земля» исчезла.

Заземленной оказалась жила контрольного кабеля, которая была заменена резервной, и собрана первоначальная схема.

Все работы были проведены без отключения генератора от сети и без его разгрузки.

Инж. В. К. Шибанов

#### ОТ РЕДАКЦИИ

Необходимо отметить, что работа генератора с «землей» в цепи ротора в течение некоторого времени не представляет опасности. Поэтому к отысканию и, тем более, к устранению места заземления на ходу следует прибегать лишь в тех случаях, когда по каким-либо причинам нельзя остановить генератор, так как работа в цепях возбуждения на работающем генераторе сама может стать причиной появления второй «земли» из-за ошибочных действий персонала.

## Простой способ защиты электродвигателей от работы на двух фазах

Опыт эксплуатации электродвигателей показывает, что подавляющая часть их повреждений вызывается перегрузкой, появляющейся при исчезновении одной фазы в питающем напряжении. Чаще всего такие случаи происхо-

дят в результате перегорания предохранителя в этой фазе или нарушения в нем контакта.

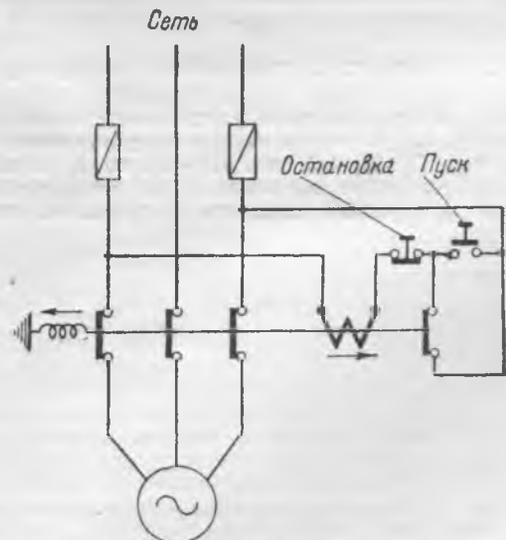
В связи с этим появляется множество различных предложений по защите трехфазных двигателей от режима работы на двух фазах: от включения параллельно предохранителям сигнальных ламп, зажигающихся при обрыве цепи предохранителя, и до различных релейных устройств. Одним из таких наиболее удачных устройств является реле с тремя обмотками, предложенное т. Панфиловым. Каждая из обмоток включается параллельно предохранителю. Перегорание или обрыв любого из трех предохранителей вызывает срабатывание реле, разрывающего своим нормально замкнутым контактом цепь удерживания магнитного пускателя.

Широко распространена точка зрения, что наиболее универсальной защитой является так называемая тепловая защита с биметаллическим элементом, защищающая двигатель от любых перегрузок. Каких-либо убедительных статистических данных, подтверждающих целесообразность применения тепловой защиты, нет. Наоборот, опыт эксплуатации скорее подтверждает ее неэффективность.

Так называемые технологические перегрузки электродвигателей — относительно редкое явление. Тепловая защита и ее наладка весьма сложны. Не редки случаи, когда эта защита отключает электродвигатель при отсутствии угрозы повреждения и отказывает при явно ненормальных условиях работы, когда отключение можно было бы считать полезным. Часто тепловую защиту отключают, чтобы не иметь с ней лишних хлопот.

В этом отношении весьма поучителен вполне себя оправдавший опыт эксплуатации большого числа электродвигателей собственных нужд на многих электростанциях, где двигатели имеют только одну защиту — от коротких замыканий, надежно отстроенную от пусковых токов. Эта защита, выполненная или в виде отсечки с токовыми реле, или с помощью предохранителей, быстро отключает поврежденный электродвигатель, обеспечивая тем самым бесперебойную работу остальных. Повреждения же, как правило, оказываются следствием дефекта в изоляции электродвигателя, устранить который не может никакая защита от перегрузки, независимо от ее выполнения, чувствительности и характеристики.

Таким образом, следует признать, что основной задачей является исключение возможности работы электродвигателей на двух фазах. На ряде электростанций успешно осуществлен простой способ такой защиты без каких-либо реле, который пригоден для всех электродвигателей, работающих через магнитные пускатели. Как показано на рисунке, сущность этого способа заключается в том, что предохранители ставятся только на двух фазах и именно на эти две фазы включается удерживающая катушка магнитного пускателя. Легко убедиться, что при правильном выборе этой катушки перегорание предохранителя приводит к немедленному отключению электродвигателя магнитным пускателем. В ряде случаев, для перестраховки, на третьей фазе все же ставится предохранитель, но на больший (например двойной) ток по сравнению с предохранителями двух других фаз, к которым подключена катушка пускателя.



Особой необходимости в установке третьего предохранителя нет, так как двигатель надежно защищается и двумя предохранителями. Более того, если во всей сети оставить предохранители на одних и тех же двух фазах, то всякая возможность работы двигателей без одной фазы будет практически исключена, кроме крайне редких случаев нарушения цепи в третьем проводе, на всем протяжении не имеющем предохранителей.

Следует пожелать, чтобы этот простой способ получил повсеместное распространение для всех трехфазных электродвигателей самого различного назначения, в том числе и для малых электродвигателей исполнительных механизмов автоматических регуляторов тепловых процессов, где выходы из строя двигателей при работе на двух фазах особенно часты.

Инж. Е. Д. Зейлидзон

## Лабораторный двигатель-генератор для регулирования частоты

Для регулировки и проверки частотомеров и устройств синхронизации в электротехнической лаборатории электростанции применяется двигатель-генератор, дающий возможность в достаточно больших пределах регулировать напряжение и частоту переменного трехфазного тока

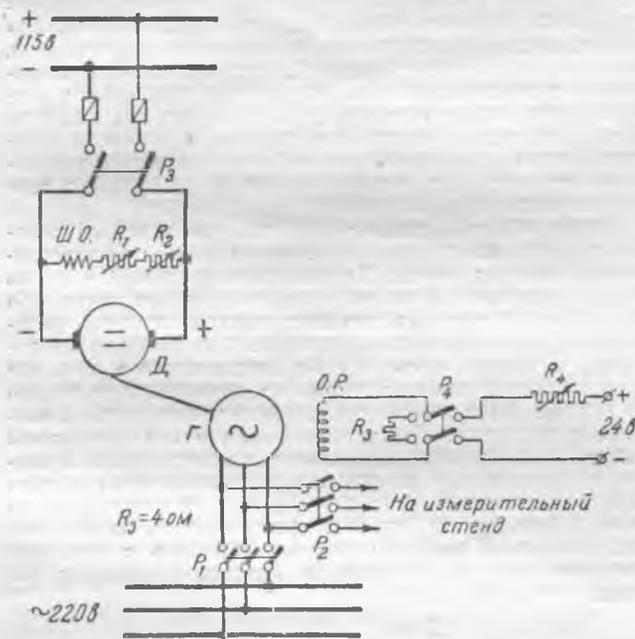


Рис. 1. Схема включения двигатель-генератора.

Схема включения этого двигатель-генератора приведена на рис. 1. Двигателем служит генератор постоянного тока *Д* типа ПН-68, 4,05 квт, 115—160 в, 1430 об/мин. В качестве генератора переменного тока служит четырехполюсный асинхронный двигатель *Г* с фазным ротором

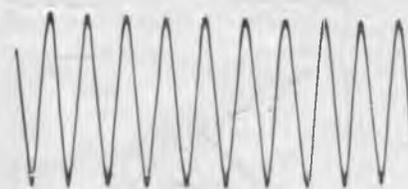


Рис. 2. Осциллограмма напряжения статора генератора.

(типа Т-1500/6) 6 квт, 220 в. Агрегат пускается с помощью асинхронного двигателя, который включается в сеть переменного тока 220 в.

На время пуска обмотка ротора асинхронного двигателя с помощью рубильника *P*<sub>4</sub> замыкается на пусковое сопротивление *R*<sub>3</sub>. После того, как скорость вращения агрегата достигнет номинальной величины, генератор постоянного тока *Д* возбуждается до ~ 115 в и включается на шины стационарной аккумуляторной батареи. Двигатель переменного тока с помощью рубильника *P*<sub>1</sub> отключается

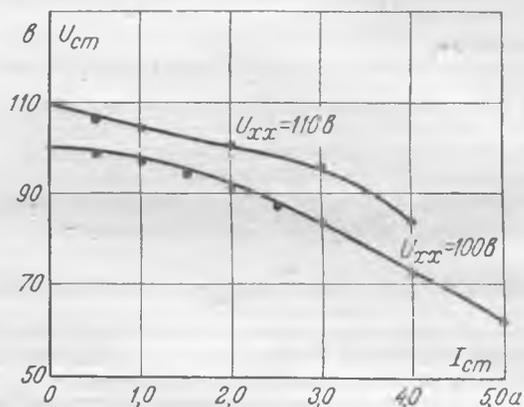


Рис. 3. Вольт-амперная характеристика.

от шин 220 в, после чего обмотка ротора его с помощью рубильника *P*<sub>4</sub> подключается к напряжению 24 в постоянного тока. В цепи обмотки ротора включен реостат *R*<sub>4</sub> для плавной регулировки напряжения статора генератора в пределах от 0 до 120 в.

Реостатами *R*<sub>1</sub> и *R*<sub>2</sub>, включенными в цепь шунтовой обмотки *Ш. О.* генератора постоянного тока *Д*, изменяется его скорость вращения, а следовательно, и частота напряжения статора генератора. Частоту можно плавно регулировать в пределах 45—55 гц.

Питание двигатель-генератора от шин оперативного тока обеспечивает высокую стабильность частоты и напряжения генератора, а асинхронный пуск агрегата устраняет нагрузку аккумуляторной батареи пусковым током двигателя.

Реостаты в цепях возбуждения обеих машин установлены на измерительном стенде.

На рис. 2 приведена осциллограмма напряжения статора генератора, из которой видно, что кривая имеет практически синусоидальную форму. Вольт-амперная характеристика генератора приведена на рис. 3.

Инж. Г. М. Хазанская



## ХРОНИКА

### *В Производственно-техническом управлении по строительству и монтажу*

#### **О порядке приемки в эксплуатацию гидроэлектрических станций**

Управление по строительству и монтажу выпустило инструкцию по приемке в эксплуатацию гидравлических электростанций. Действие инструкции распространяется на сдачу-приемку вновь сооруженных или расширяемых гэс в Министерстве электростанций.

В инструкции подробно излагаются основные положения по проведению подготовительных работ, предшествующих приемке гидроэлектростанций в промышленную эксплуатацию, определены задачи предпусковых работ и дается перечень необходимых для организации эксплуатации материалов, подготавливаемых Управлением строительства и дирекций гэс. Там же подробно определяется объем пуско-наладочных работ по электрической части станции (по гидрогенераторам, силовым трансформаторам, подсоединениям и линиям, сборным шинам, по системе собственных нужд, по заземляющим устройствам).

В инструкции указаны задачи приемки в промышленную эксплуатацию, порядок приемки, организация работы приемочной комиссии, ее секций и перечень и объем материалов, оформляемых приемочной комиссией.

В специальном разделе инструкции определен порядок подготовки, объем и источники составления бухгалтерской отчетности строительства.

В приложениях даны формы, акты приемки станции во временную эксплуатацию, ведомостей и отчетов, прилагаемых к акту приемочной комиссии, а также перечень основных вопросов, подлежащих изучению секциями приемочной комиссии при приемке станции.

#### **О порядке приемки в эксплуатацию подстанций 35—220 кв**

Порядок приемки в эксплуатацию подстанций 35—220 кв указан в «Инструкции по приемке в эксплуатацию трансформаторных подстанций».

Инструкция служит основным руководством по сдаче-приемке в эксплуатацию трансформаторных подстанций напряжением 35—220 кв и является обязательной для всех организаций МЭС, занимающихся проектированием, строительством и эксплуатацией электросетей.

В инструкции определены два этапа приемки: 1) включение под напряжением и передача во временную эксплуатацию подстанции в целом и ее отдельных элементов; 2) приемка подстанции в промышленную эксплуатацию.

Подстанция или отдельные агрегаты ее могут быть предъявлены к передаче во временную эксплуатацию после окончания всех основных работ по их строительству и монтажу. Во втором разделе инструкции содержатся указания по организации приемки подстанции во временную эксплуатацию.

Предъявление подстанции к сдаче в промышленную эксплуатацию производится только по окончании строительства всех основных и вспомогательных сооружений, предусмотренных проектом.

Организация, порядок и условия приемки подстанции в промышленную эксплуатацию даны в третьем разделе инструкции.

Четвертый и пятый разделы излагают порядок и объем подлежащих подготовке материалов, документов и всей бухгалтерской отчетности, а в приложениях даны формы акта приемки и ведомостей, прилагаемых к акту.

#### **О хранении и консервации оборудования на базах и предприятиях МЭС**

В «Инструкции по хранению и консервации энергетического и промышленного оборудования на базах и предприятиях Министерства электростанций» даны общие указания по хранению оборудования, порядок приемки его на склады, меры защиты от коррозии.

В разделах IV и V приведены особенности хранения отдельных видов тепломеханического оборудования (котельных агрегатов, механизмов котельной, трубопроводов, арматуры турбинного оборудования, оборудования топливopодачи), гидросилового и электротехнического оборудования (генераторов, электродвигателей, силовых трансформаторов, выключателей, разъединителей, разрядников, изоляторов, электронизмерительных приборов, провода, кабеля и др.).

#### **Сессия по вопросам конструирования и эксплу- атации конденсационных устройств**

В Москве была проведена созванная МОНИТОЭ совместно с Министерством электростанций научно-техническая сессия, посвященная вопросам конструирования и эксплуатации конденсационных устройств паровых турбин. В работе сессии приняло участие 250 работников электростанций, заводов, научно-исследовательских институтов, наладочных и проектных организаций, центрального аппарата МЭС и других министерств.

Сессию открыл председатель правления МОНИТОЭ проф. Б. А. Телешев, отметивший важность поставленных перед сессией вопросов в свете решения одной из основных задач советских энергетиков — повышения экономичности и надежности работы электрических станций. Было заслушано и обсуждено 17 докладов и сообщений.

В докладах Орггрэс и ВТИ были подробно рассмотрены основные вопросы, связанные с улучшением работы конденсационных устройств. Доклад Орггрэс (инж. П. С. Гольденберг) был посвящен детальному анализу показателей работы конденсационных установок на электростанциях МЭС и причин, вызывающих понижение вакуума в условиях эксплуатации. В докладе ВТИ (доктор техн.

наук Л. Д. Берман) были рассмотрены вопросы усовершенствования конструкций конденсаторов и эжекторов, правильного выбора конденсационного оборудования при проектировании электростанций и рациональной его эксплуатации.

Представитель ЛМЗ им. Сталина инж. В. П. Егоров ознакомил сессию с последними работами завода по улучшению конструкций конденсационных устройств. Вопросы коррозии конденсаторов и борьбы с нею были освещены в докладе ЦКТИ (канд. техн. наук Ю. Д. Редько). Два доклада, представленных ВТИ, были посвящены: один — воздушной плотности турбоагрегатов (инж. Г. А. Мурин), другой — работе воздушных конденсаторов, применяющихся на энергопоездах (канд. техн. наук И. К. Гришук).

Большое внимание сессия уделила вопросам борьбы с загрязнениями конденсаторов. Доклады и сообщения по вопросам исследования процесса отложения накипи в конденсаторах и разработки различных методов предотвращения накипеобразования были представлены ВОДГЕО (канд. техн. наук И. Э. Апельцин), Львовским политехническим институтом (канд. техн. наук Г. Е. Крушель), Центральной лабораторией Донбассводтреста (инж. И. Н. Ожиганов), Оргрэс (инж. В. И. Бункин) и Главэнерго Министерства металлургической промышленности (канд. техн. наук А. Ф. Шабалин). Вопросам биологического обрастания конденсаторов и водоводов были посвящены доклады Института санитарии и гигиены (проф. А. С. Разумов), Океанографического института (канд. техн. наук Н. И. Тарасов), Оргрэс (инж. В. Я. Лещев) и Львовского политехнического института (канд. техн. наук Г. Е. Крушель). В докладе ВТИ (канд. техн. наук Д. Я. Каган) был рассмотрен вопрос о химических способах чистки конденсаторов. Представители электростанций и энергетики заводов сообщили о работах, проделанных на местах.

В своем решении сессия отметила ряд существенных успехов, достигнутых за годы Сталинских пятилеток советскими специалистами в области производства, эксплуатации и исследования конденсационных устройств. Недостаточный вакуум продолжает оставаться серьезной причиной понижения экономичности турбоагрегатов и приводит к большим перерасходам топлива, а в ряде случаев — и к ограничению располагаемой мощности.

В решении сессии дается подробная характеристика существующего положения в данной области и намечены мероприятия по улучшению работы конденсационных установок.

Сессия указала на необходимость перехода турбостроительных заводов уже в ближайшее время на выпуск совершенных конденсаторов, пересмотра в сторону снижения принимаемых для них удельных паровых нагрузок и расширения номенклатуры выпускаемого заводами конденсационного оборудования.

Обращено внимание проектных организаций на необходимость при выборе площадок и проектировании электростанций уделять большее внимание изысканию путей для технической и экономически целесообразного решения вопроса об обеспечении станции прямоточным водоснабжением с нормальной кратностью охлаждения, прибегая при наличии достаточного по дебиту источника водоснабжения к применению пониженной кратности охлаждения или к выбору оборотного водоснабжения лишь в особо неблагоприятных случаях.

Сессия считает необходимым более тесно увязывать выбор типоразмеров конденсаторов с проектированием системы водоснабжения. Кроме того, проект станции должен включать в себя проект обработки циркуляционной или добавочной воды с целью предотвращения загрязнения конденсаторов и водоводов.

Сессия обращает внимание на имеющиеся резервы по повышению экономичности паротурбинных установок путем углубления вакуума и на необходимость усиления контроля за эксплуатацией конденсационных установок. Указывается на необходимость пересмотра (с учетом результатов последних исследований ВТИ) действующих нормативных материалов по контролю работы конденсационных установок, основывающихся на применении «универсального» графика температурных напоров.

В части борьбы с загрязнениями конденсаторов сессия считает необходимым перейти на широкое применение профилактических мероприятий, которые не должны допускать заметных загрязнений конденсаторов в течение длительного времени. Указываются на основе эксплуатационного опыта и работ Оргрэс, ВОДГЕО, Донбассводтреста и др. возможные области применения основных методов предотвращения накипеобразования — фосфатирования, обработки воды дымовыми газами и подкисления. В качестве одной из мер по борьбе с трудностями, вызываемыми биообрастанием, рекомендуется организация технических охранных зон пресных водоемов. Сессия отмечает, что вопрос о борьбе с загрязнениями тракта охлаждающей воды морскими животными (ракушкой, морским жолудем и пр.), а также ракушкой дрейсенной в пресных водах не получил еще достаточного практического решения.

В решении указывается на целесообразность скорейшего перехода на проверку воздушной плотности систем путем непосредственного измерения количества воздуха, отсасываемого эжекторами взамен применяющейся сейчас проверки по скорости падения вакуума при отключенных эжекторах, для чего рекомендуется применение воздушных мер, разработанных ВТИ. Отмечается также необходимость более тщательного контроля за состоянием и работой воздушных эжекторов.

Сессия считает необходимой реконструкцию действующих конденсаторов устаревших типов (нерегенеративных), а также и более новых конденсаторов, имеющих конструктивные недостатки или недостаточную поверхность охлаждения, на базе материалов ВТИ.

Электростанциям, на которых величина вакуума ограничивается недостаточным количеством охлаждающей воды, необходимо, как указывает решение сессии, разработать и осуществить в ближайшее время мероприятия, обеспечивающие подачу охлаждающей воды в нужном количестве. В случае недостаточно эффективной работы водоохлаждающих устройств или недостаточной их производительности необходимо ускорить осуществление мероприятий, рекомендованных Всесоюзным совещанием по водному хозяйству тепловых электростанций, состоявшимся в ноябре 1950 г. в Горьком.

Борьба с коррозией конденсаторных трубок должна вестись, по мнению сессии, путем воздействия на эксплуатационные факторы, влияющие на коррозию трубок (ограничение скорости воды, избежание рыхлых, пористых отложений и пр.) и путем подбора материала трубок в соответствии с физико-химическими свойствами охлаждающей воды и эксплуатационными условиями.

Сессия отметила, что проведенные научно-исследовательские работы позволили выявить ряд существенных особенностей работы конденсаторов и эжекторов, более детально изучить процессы накипеобразования, биообрастания и коррозии в условиях конденсаторов и вскрыть ошибочность многих представлений в указанных областях, проникших к нам из иностранных источников. Но в то же время сессия считает, что объем научно-исследовательских работ по вопросам, связанным с конструированием и эксплуатацией конденсационных устройств, продолжает оставаться недостаточным. В решении указаны основные направления, по которым должны вестись дальнейшие исследовательские работы.

Сессия приветствовала заключение договоров о творческом содружестве работников науки и промышленности в области разработки вопросов проектирования и эксплуатации конденсационных устройств (договоры ВТИ и ЛМЗ им. Сталина и с грэс 4 Мосэнерго, Уральского политехнического института с УСО Оргрэс и со Свердловэнерго) и указала на необходимость дальнейшего расширения этого содружества.

Дав развернутую программу практических мероприятий по усовершенствованию конструкций конденсационных устройств и устранению причин, приводящих в условиях эксплуатации к понижению создаваемого ими вакуума, сессия подчеркнула в своем решении, что практическая реализация намеченных мероприятий позволит существенно повысить экономичность и надежность работы паротурбинных установок.



# ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

## Циклонная топка с избыточным давлением

Котельные агрегаты с циклонными топками появились как в США, так и в Западной Европе в сравнительно небольшом количестве. Они предназначались главным образом для сжигания многозольных топлив с низкой температурой плавления золы. Один из таких котельных агрегатов производительностью около 180 т/час, давлением пара 88 ата и перегревом 480°С был сконструирован по заданным габаритам существующей котельной ячейки.

Котельный агрегат снабжен двумя горизонтальными циклонными горелками для сжигания дробленого угля. Объем топочного пространства равен приблизительно 675 м<sup>3</sup>. Топка и все остальные части котельного агрегата рассчитаны на избыточное давление, которое обеспечивается двумя нормально работающими дутьевыми вентиляторами производительностью по 85 тыс. м<sup>3</sup>/час и напором около 1850 мм вод. ст. Третий дутьевой вентилятор, установленный у котлоагрегата, обычно находится в резерве.

При запроектированном избыточном давлении в топке этого котлоагрегата отпала необходимость установки дымососов. Первичный воздух подается с температурой около 120°С, а вторичный воздух — с температурой около 400°С.

При этих условиях происходит быстрый процесс горения, и так как продукты горения вращаются внутри циклонной топки, то наиболее тяжелые частицы золы отбрасываются центробежной силой к периферии и в расплавленном состоянии прилипают к стенкам циклонной топки. Экранные трубки в циклонной топке, покрытые расплавленным шлаком, действуют подобно липкой бумаге, улавливая мельчайшие частицы летучей золы, которые обычно уносятся в газоходы котлоагрегата.

Расплавленный шлак из циклонных горелок собирается во вторичной топке, образуя жидкую поверхность, над которой проходят газы, представляющие собой продукты горения.

Опыт эксплуатации показывает, что газы, поступающие во вторичную топку, являются достаточно очищенными от летучей золы в результате успешного улавливания почти всей золы в циклонных горелках. Небольшая часть летучей золы, которая все же будет уноситься дымовыми газами, легче будет осаждаться в соответствующих местах газоходов котлоагрегата, так как скорость газов прогрессивно будет уменьшаться по мере их приближения к выходу из котлоагрегата.

Сравнительно небольшая засоренность дымовых газов, омывающих все поверхности нагрева котлоагрегата, содействует лучшей передаче тепла. Расход на собственные нужды при циклонных горелках значительно ниже расхода на собственные нужды котлоагрегатов с пылеугольными топками, так как сжигается дробленый уголь и отпадает расход электроэнергии на пылеприготовление.

В результате почти полного сгорания топлива при небольшом избытке воздуха, равного только 10%, и при наличии приведенных выше преимуществ к п. д. котлоагрегата с циклонными горелками на 2% выше к п. д. котельных агрегатов, работающих на угольной пыли.

Ввиду сложной конфигурации экранных трубок, в особенности в циклонных топках, предусмотрена химическая очистка от накипи внутренних поверхностей нагрева вместо обычно применяемого механического способа.

Наконец, необходимо отметить, что котлоагрегаты с циклонными топками с избыточным давлением являются более компактными при прочих равных условиях, требуют объема ячейки на 30% меньше, чем обычные котлоагрегаты и по весу меньше на 20—25% (Trans. of the ASME, II, 1951).

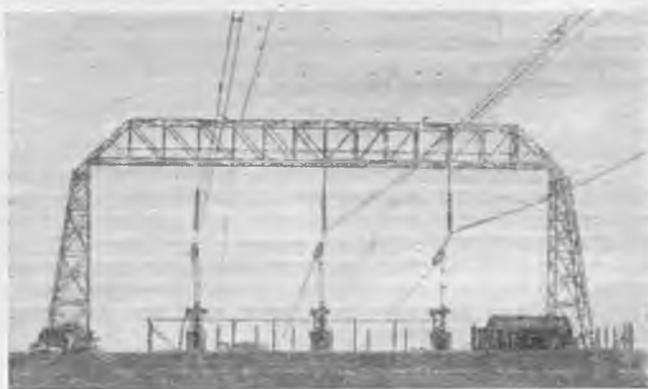
Обраб. инж. И. И. Квирин



## Опытная линия электропередачи 275—400 кВ в Англии

Для усиления существующей системы 132 кВ Британское электротехническое управление решило построить сеть напряжением 275/300 кВ. В первую очередь имеется в виду сооружение линии от новой станции в Страйторне (район Восточного Мидлэнда) до Западного Мэлтона в Йоркшире. По сети высокого напряжения предусматривается передача больших мощностей к различным частям системы 132 кВ.

Перед тем как остановиться на уровне напряжения 275/300 кВ, была проверена целесообразность применения такого напряжения и был произведен выбор между переменным и постоянным током. В перспективе при значительном увеличении передачи мощности, возможно, потребуются применить напряжение 380/400 кВ.



Для исследования проблем, возникающих при осуществлении передачи энергии напряжением 275—400 кВ, была сооружена опытная линия, состоящая из двух пролетов длиной до 365 м каждый.

Монтаж проводов и заземляющих тросов осуществлен на трех порталах с пролетом 36,6 м.

Испытанию подвергались сталеалюминиевые провода диаметром 19,6 мм, подвешенные по два на фазу (расщепленные провода) на расстоянии 305 мм друг от друга и расположенные в горизонтальной плоскости. Расстояние между фазами принято 9,9 м. Два симметрично подвешенных заземляющих троса натянуты в горизонтальной плоскости на расстоянии 6,1 м над проводами и при расстоянии 16 м между собой.

Конструкция позволяет изменять как расположение проводов и заземляющих тросов, так и расстояние между расщепленными проводами от 100 до 300 мм со ступенями через каждые 25 мм.

Провода подвешены на гирляндах, состоящих из 19 элементов изоляторов тарельчатого типа и на оттяжных — из 17 элементов.

На опытной станции установлены три однофазных трансформатора (см. рисунок) общей мощностью 300 кВА. Вторичные обмотки трансформаторов соединены в звезду, а первичные обмотки — в треугольник.

Ступенчатое регулирование напряжения осуществляется в пределах 236—290 кВ.

Наиболее важным из производимых измерений являются главным образом измерения потерь на корону на всех трех фазах. Для изучения вибрации проводов расщепленной фазы применялись самописцы виброрафа, присоединенные к проводу в среднем пролете (BEAMA-Journal, III, 1950).

Обраб. инж. Т. Г. Тимофеев

## КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

В. П. Банник и М. А. Случаев, **Монтаж паровых турбин**, М.—Л., Госэнергониздат, 1951 г., 224 стр., 6 000 экз.

Почти полное отсутствие литературы, обобщающей опыт монтажа турбоагрегатов, делает выпуск Госэнергоиздатом книги В. П. Банника и М. А. Случаева очень своевременным.

Книга рассчитана авторами на среднетехнический персонал в первую очередь монтажных организаций и написана хорошим и доходчивым языком на достаточно высоком техническом уровне и без излишней теоретичности. В ней рассмотрен широкий круг вопросов монтажа и наладки паровых турбин как с осевым, так и с радиальным подводом пара практически всех встречающихся в СССР типов.

К сожалению, рецензируемая книга не лишена и некоторых недостатков, устранение которых в последующем издании позволит ей стать действительно настольной книгой монтажников-турбинистов.

При хорошо и полно проработанных основных разделах технологии монтажа явно не доработаны все вспомогательные разделы. Недостаточно четко разработана гл. I — подготовительные работы. В перечне подготовительных работ (табл. 2) и в § 6 на стр. 19 авторы неправильно ориентируют читателя на изготовление массовых монтажных приспособлений и инструмента на монтажной площадке. Следовало бы, наоборот, подчеркнуть, что индустриализация монтажных работ требует, чтобы такие изделия получались готовыми.

Нечетка терминология. Непонятно, почему авторы на стр. 12 при перечислении рекомендуемых ими графиков называют «графиками» простые перечни подготовительных работ (табл. 2 и 3).

О таком важном документе, как бригадные графики, следовало бы не ограничиваться простым упоминанием, как это сделано на стр. 12, а дать примерный график с необходимыми пояснениями о его назначении и составлении.

Календарный график работ (табл. 1) полезно было бы дополнить внизу графиком движения рабочей силы и дать хотя бы общие принципы его построения. Вместо этого в табл. 7—11 приведен ряд графиков движения рабочей силы, названных почему-то «графиками монтажа».

Отсутствие каких-либо пояснений может легко ввести в заблуждение читателя, пытающегося получить из этих графиков представление о нормальной продолжительности монтажа турбоагрегатов. Следовало обязательно оговорить, что эти графики условны и составлены, очевидно, для редкого случая односменной работы и что при введении многосменной работы в целом по всему монтажу или по его отдельным участкам или элементам работ продолжительность монтажа соответственно сокращается и количество рабочих возрастает. Следовало бы тут же дать рекомендации по сменности работ.

В табл. 6 приведенные количества рабочих неправильно названы «средними». Фактически в ней приведены максимальные количества из графиков 7—11.

Очень примитивно описано устройство площадки для гнутья труб (стр. 19); такое описание ничего не дает читателю. Лучше просто сослаться читателя к специальным книгам, посвященным этому вопросу, тем более, что трубогибочная площадка делается обычно общей для всего тепломонтажа и что в общем объеме трубопроводных работ трубопроводы турбины составляют лишь небольшой процент.

В такой книге не обязательно было уделять место вопросам учета и выдачи материалов, но если авторы уже решили осветить этот важный вопрос, то нельзя было

ограничиваться рекомендацией производить отпуск материалов «по запискам или указаниям» прораба или мастера (стр. 28).

Недостаточно продуман и не увязан с табл. 6 пример организации бригады (§ 12 на стр. 33)

В табл. 6 сказано, что монтаж турбины и генератора ведут 4 бригады во главе с бригадирами VII разряда, а на стр. 33 — одна общая бригада (??) с одним бригадиром VII разряда, что, понятно, неверно. Непонятно, зачем авторам понадобилось вводить понятие «подзвенья» для обычного звена и называть обычную бригаду звеном?

Некоторые неточности допущены и в разделе «Материалы» (§ 15, стр. 37).

Присадка молибдена увеличивает не «жаростойкость» (стр. 37, левая колонка, абзац 6), а теплоустойчивость, которая и характеризуется пределом ползучести.

Паропроводы при температуре пара до 500°С изготавливают из стали 12МХ, а не 15ХМ, как указано на стр. 38 (левая колонка, абзац 2).

Небрежно выполненная фиг. 4 без пояснений не дает правильного представления о типах прокладок; чудовищна толщина гребенчатой прокладки (фиг. 4,а), прокладка фиг. 4,б очень мало похожа на чечевичную, совершенно не понятен принцип уплотнения фиг. 4, в и г. Такому специальному и важному вопросу, как уплотнение фланцев высокого давления, следовало уделить больше внимания.

В § 19 (стр. 41) неправильно бракуется трос с порванными проволоками. В этом вопросе следует руководствоваться нормами Котлонадзора.

Недостаточно четко разработан такой ответственный раздел, как тепловая затяжка болтов (стр. 50). Неясно, зачем и в каких случаях вообще применяется этот вид натяга. Вместо методики точного расчета величины натяга дается ориентировочная величина, которую тут же рекомендуется (стр. 51, левая колонка, перед последним абзацем) увеличить в 2 раза (??). Использование такой рекомендации может привести к обрыву болтов.

Недостаточно хорошо разработан раздел вальцовки трубок конденсатора. Требуемые сложные и многообразные испытания латунных трубок не оправдываются условиями их работы. Таких требований не предъявляют даже к вальцуемым трубам поверхностей нагрева, работающим при высоком внутреннем давлении и температурах стенок. Проводить эти испытания рекомендуется, «когда возникают сомнения» (стр. 62, левая колонка, абзац 3), что очень неопределенно, так как ничего не сказано, по какой причине эти сомнения могут возникнуть. Ничего не сказано о том, как поступать, если трубка не выдержит одного из этих испытаний — забраковать или исправить и как?

Не удовлетворяясь этими сложными испытаниями, авторы требуют еще испытания концов труб пробной вальцовкой (стр. 63, правая колонка). При этом судить о качестве этой пробной вальцовки авторы предлагают «в зависимости от затраченного усилия и осмотра концов», ни слова не говоря, каким же должно быть это усилие и что должен показать осмотр концов; ни слова о дефектах, которые могут быть обнаружены, об их причинах и мерах предупреждения.

Непонятно, для чего надо производить перед вальцовкой легкую отбортовку (стр. 64, левая колонка, п. 3), и уже совершенно недопустима рекомендация посадки отбортованного колокольчика на место после развальцовки (стр. 64, левая колонка, последний абзац), так как при

этом нарушается достигнутая вальцовкой плотность соединения.

Гл. III, освещающая основные вопросы технологии монтажа и, следовательно, наиболее ответственная и важная, разработана в целом достаточно хорошо и четко.

Для большей полноты материала было бы полезно установить взаимосвязь между разобранными отдельными технологическими операциями и последовательность их выполнения, т. е. дать хотя бы примерный технологический график для каждого типа турбин.

Хорошо и полно разработана гл. IV — «Особенности монтажа некоторых типов турбин», что очень ценно, так как здесь рассмотрен монтаж малоизвестных в СССР типов турбин.

В этом разделе следовало бы сконцентрировать материал об особенностях монтажа турбин высокого давления и в первую очередь отечественных турбин. Этому важному вопросу в книге уделено, к сожалению, недостаточно внимания.

Много мелких досадных неточностей имеется в § 59 «Монтаж трубопроводов», и особенно в разделе «Гнутье труб», который можно было бы без ущерба совсем не затрагивать в книге. Так, например, на стр. 173 неправильно указано, что складчатое гнутье ведут «без набивки песком и с набивкой»; основное преимущество складчатого гнутья заключается именно в возможности гнуть трубу без набивки песком. На стр. 174 неправильно рекомендуется ручное обстукивание труб при набивке их песком. Там же при определении длины нагреваемой части трубы (левая колонка, последний абзац и табл. 41) упущена очень существенная зависимость этой величины от радиуса погиба. На стр. 176 неверно рекомендуется отжигать складчатые трубы повышенного давления в спе-

циальных печах; в условиях монтажа это не выполнимо, да для труб из углеродистой стали и не нужно.

Ничего не сказано о методе затяга шпилек при высоком давлении с измерением натяга по удлинению шпилек.

Мало внимания уделено такой важной для трубопроводов операции, как электросварка; приведенные на стр. 179 выдержки из устаревших технических условий ЛМЗ не исчерпывают этого вопроса.

Режим термообработки сварных швов следовало бы принять из правил Котлонадзора, а не приводить случайный (стр. 179, правая колонка). Контроль качества сварных швов рентгеном (стр. 180, п. «е») на монтажах не применяется; применяется контроль просвечиванием гамма-лучами радиоактивных веществ (радиографирование). Там же неверно указано, что наличие грата служит основанием для браковки стыка. Сварные монтажные стыки испытываются не на 300 *ати*, как это указано на стр. 181 (левая колонка, абзац 1), а вместе со всем трубопроводом на его контрольное давление.

Гл. VI «Пробные пуски и наладки турбогенераторов» в целом разработана хорошо. Следовало бы лишь уделить больше места столь ответственному вопросу, как вибрация, причинам ее возникновения, мерам предупреждения и способам устранения.

Приведенные недостатки, относящиеся в основном к второстепенным разделам рецензируемой книги, понятно, не являются принципиальными и неустранимыми, поэтому в заключение следует еще раз отметить, что В. П. Банник и М. А. Случаев написали хорошую, полезную книгу, которая найдет широкое применение и будет содействовать повышению квалификации монтажников-турбинистов.

Канд. техн. наук В. А. Зайдель



#### ПОПРАВКА

В № 7 «Электрические станции» за 1951 г. в статье инж. Л. И. Дэскина «Полый пакет плоских шин» на стр. 28, правая колонка, в формулах (3) и (4) размерность указана в  $кг/см^2$ ; следует  $кг/см$ .

## Вниманию авторов

При подготовке статей для журнала «Электрические станции» авторам необходимо выполнять следующие требования:

1. Объем статей не должен превышать 10—15 страниц текста, *напечатанного на машинке на одной стороне листа через два интервала (обязательно первый экземпляр)*. В виде исключения статьи могут быть представлены четко написанными от руки на одной стороне листа.

2. Формулы и иностранный текст должны быть написаны разборчиво. В формулах обязательно выделять прописные и строчные буквы, индексы писать ниже строки, показатели степени — выше строки; на полях рукописи делать отметки, каким алфавитом в формулах обозначены буквы, и другие пояснения к формулам.

3. Статьи иллюстрировать photographиями и чертежами, однако число их должно быть минимально необходимым. Чертежи выполнять тушью или карандашом, надписи и обозначения писать четко. Снимки направлять четкие и контрастные размером не менее  $9 \times 12$  см, в двух экземплярах.

В тексте статьи обязательно делать ссылки на рисунки, причем обозначения в тексте должны строго соответствовать обозначениям на рисунках.

Каждый чертеж или photographия должны иметь порядковый номер, соответствующий его номеру в тексте, и подпись.

Чертежи и фото в тексте не вклеивать, а прилагать их отдельно, составив на них опись.

4. В табличном материале точно обозначать единицы измерения. Наименования давать полностью, не сокращая слов. Не давать слишком громоздких таблиц.

5. Иностранные единицы измерения обязательно переводить в принятые у нас в Союзе меры длины, веса и др.

6. Официальные материалы должны быть заверены соответствующими организациями. Материал научно-исследовательских организаций и заводов должен иметь визу руководства.

7. В конце рукописи указывать полностью имя, отчество и фамилию автора, домашний адрес, занимаемую должность, год рождения, номер и место выдачи паспорта.

8. Материал для журнала направлять по адресу: Москва, Ветошный пер., здание ГУМ, III корпус, 1 этаж, помещ. 164, редакции журнала «Электрические станции».

107/01

# ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

## ВЫШЛИ ИЗ ПЕЧАТИ

- БОГОРОДИЦКИЙ Н. П., ПАСЫНКОВ В. В. и ТАРЕЕВ Б. М.,** Электротехнические материалы. Допущено Министерством высшего образования СССР в качестве учебника для энергетических и электротехнических институтов и факультетов. Издание второе, 1951 г., стр. 436 + 10 вкл., тир. 10 000, ц. 16 р.
- БЫЛИНСКИЙ К. П.,** Технический анализ торфа. Допущено Отделом учебных заведений Министерства электростанций СССР в качестве учебного пособия для торфяных техникумов системы МЭС, 1951 г., стр. 68, тир. 2 600, ц. 2 р. 75 к.
- БЕКТАБЕГОВ А. К. и ЖУК М. С.,** Рекордер для записи на диск (Массовая радиобиблиотека, вып. 99), 1951 г., стр. 32, тир. 25 000, ц. 1 р.
- ВОРОБЬЕВ А. И. и КАЦНЕЛЬСОН О. Г.,** Термобиметалл и его применение в приборостроении и автоматике, 1951 г., стр. 128, тир. 4 000, ц. 4 р. 55 к.
- ВОСКРЕСЕНСКИЙ К. Д.,** Сборник задач по теплопередаче. Под редакцией М. А. Михеева. Допущено Министерством высшего образования СССР в качестве учебного пособия для энергетических вузов и факультетов, 1951 г., стр. 168, тир. 5 000, ц. 8 р. 30 к.
- ГАНЗГУРГ М. Д.,** Экономичный батарейный супергетеродин (Массовая радиобиблиотека, вып. 105), 1951 г., стр. 24, тир. 40 000, ц. 75 к.
- ГУРВИЧ С. М. и КАСТАЛЬСКИЙ А. А.,** Современная аппаратура водоподготовительных установок, 1951 г., стр. 144, тир. 5 000, ц. 7 р. 70 к.
- ЕРОШЕНКО А. А., КАДЫРОВА З. А., ШИШКИНА Е. П.,** Метод Ф. Л. Ковалева в производстве радиоламп, 1951 г., стр. 40, тир. 2 000, ц. 1 р. 95 к.
- КОРОЛЕНКО Н. К.,** Источники и регулирование тока в гальванических цехах, 1951 г., стр. 184, тир. 4 000, ц. 9 р. 65 к.
- КАРТВЕЛИШВИЛИ Н. А.,** Неустановившиеся режимы в силовых узлах гидроэлектрических станций, 1951 г., стр. 136, тир. 2 000, ц. 6 р. 75 к.
- КЛОПОВ А. Я. и РАССАДНИКОВ Е. И.,** Основы телевизионной техники, 1951 г., стр. 424, тир. 7 000, ц. 20 р. 10 к.
- КОМАРОВ А. В.,** Массовые батарейные радиоприемники (Массовая радиобиблиотека, вып. 107), 1951 г., стр. 80, тир. 46 000, ц. 2 р. 40 к.
- ЛОССИЕВСКИЙ В. Л.,** Применение теории подобия и динамических аналогий к задачам моделирования объектов и процессов регулирования, 1951 г., стр. 152, тир. 4 000, ц. 6 р. 75 к.
- ОРЛОВ В. А.,** Измерительная лаборатория радиолубителя (Массовая радиобиблиотека, вып. 101), 1951 г., стр. 80, тир. 25 000, ц. 2 р. 25 к.
- ПРОЗОРОВСКИЙ Ю. Н.,** Радиоприемники для местного приема (Массовая радиобиблиотека, вып. 102), 1951 г., стр. 56, тир. 50 000, ц. 1 р. 65 к.
- ПРИЗЕНТ Д. И.,** Технология обработки деталей аппаратуры проводной связи, ч. вторая, Гальваническая обработка, допуски и технологические измерения, вопросы экономики технического процесса, 1951 г., стр. 312, тир. 4 500, ц. 15 р. 15 к.
- ПОПОВ В. Н.,** Гидравлический расчет напорных трубопроводов гидростанций, 1951 г., стр. 106, тир. 2 500, ц. 6 р. 40 к.
- САЧКОВ Д. Д.,** Конструирование радиоаппаратуры. Допущено Отделом учебных заведений Министерства промышленности средств связи СССР в качестве учебного пособия для техникумов, 1951 г., стр. 272, тир. 10 000, ц. 9 р. 45 к.
- ТОПКИ С ЖИДКИМ ШЛАКОУДАЛЕНИЕМ,** По материалам Технического совета при Министерстве электростанций СССР. Под редакцией С. Ц. Фаермана и С. М. Шухера, 1951 г., стр. 184, тир. 3 000, ц. 16 р. 45 к.
- УКЛАДКА РЕШЕТОК НА СУШКЕ ГИДРОТОРФА** по методу А. Н. Гончаровой. Новаторы производства в торфяной промышленности, 1951 г., стр. 24, тир. 2 000, ц. 35 к.
- ФРОЛОВ А. Д.,** Справочник конструктора радиовещательных приемников, 1951 г., стр. 424, тир. 25 000, ц. 25 р. 55 к.
- ЦЫПКИН Я. З.,** Переходные и установившиеся процессы в импульсных цепях, 1951 г., стр. 220, тир. 4 000, ц. 12 р. 50 к.

Продажа в книжных магазинах и киосках книготоргов