

ЭЭ **ЛЕКТРИЧЕСКИЕ** **ТАНЦИИ**

1



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1952

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ 1

ЯНВАРЬ
1952

Орган Министерства электростанций СССР

23-Й ГОД ИЗДАНИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

Передовая. Итоги работы энергетиков за 1951 г. и задачи на 1952 г.	3
А. Л. Бычковский и О. Н. Добрынин — Рассекатели в топках с шахтными мельницами	6
Е. З. Нагли — Результаты исследования системы гидрозолоудаления с гидроаппаратом Москалькова	14
П. М. Брик — Регулирование гидравлического режима магистральных тепловых сетей	18
С. Е. Захаренко — Выбор рациональной конструкции подвижных опор тепловых сетей	21
Н. Н. Тавхелидзе — Сборный железобетонный фундамент для линий электропередачи	24
Г. М. Микуцкий — Включение дифференциально-фазной высокочастотной защиты с приемо-передатчиками типа ПВЗ	26
А. А. Тимофеев — Профилактические испытания электродвигателей	30
Г. Б. Израелит и А. В. Калантаров — Исследование изоляции обмотки статора синхронного компенсатора	33
Н. П. Фвфурин — Методы контроля влажности изоляции трансформаторов	36
М. К. Гольцман — Контроль влажности изоляции силовых трансформаторов	41
И. И. Бондарев — Двадцатилетие Зуевской грэс	43

ДИСКУССИЯ

Об эксплуатации защиты генераторов от замыкания на землю	
Ф. Н. Коваленко	45
А. К. Дубовицкий	46
С. М. Прессман	48
А. А. Алексеев	48
Ф. Ф. Петухов	49
Г. В. Подковыров и Д. Д. Рудзинский	50
Е. Ф. Корниенко	50
Л. Е. Небрат	51
М. П. Остропольский	51

ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

В. В. Скворцов — Применение самоходного копра для рыхления мерзлого грунта	52
Н. Л. Бутенко — Шахта вместо вышки для набивки труб песком	53
А. С. Львов — Авария Г-образного крана	53
И. И. Бендерский — Уплотнение воздухоподогревателей и газо-пылепроводов	54
П. П. Бронин — Горячая вулканизация стыков прорезиненных транспортерных лент	54

ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

П. Д. Скрыпников — Использование счетных машин на электростанции	56
А. В. Леваков — Сигнализация крайних положений уровня	56
А. В. Жукова — Резиновые уплотнительные кольца для насосов высокого давления	56
А. Д. Гатаевич — Сигнализация замыканий на землю блоков генератор — трансформатор	57
В. И. Зверев — Устранение заедания разъединителей под напряжением	57
А. М. Пружанский — Малорелейная схема автоматического включения резервного питания	57
А. М. Баркалов — Маслоподогреватель индукционного типа	58
Т. П. Мусатов — Об одной дефектной опорной конструкции выемной части трансформатора	59
Г. А. Бакуни — Односистемная схема включения регистрирующего вольтметра	60

ХРОНИКА

В Техническом управлении Министерства	
О мероприятиях по снижению стоимости строительства электроустановок	61

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Низкий качественный уровень послевоенного энергобаланса в США — С. Б.	62
---	----

КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

В. А. Зайдель — Рецензия на книгу В. А. Ларичева „Качественные стали для современных котельных установок“	63
О тематике журнала „Электрические станции“ на 1952 г.	64

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

Главный редактор Д. Г. Чижов

ИТОГИ РАБОТЫ ЭНЕРГЕТИКОВ ЗА 1951 г. И ЗАДАЧИ НА 1952 г.

Советский народ с законной гордостью отмечает выдающиеся победы нашей страны, завоеванные в истекшем 1951 г. мирным созидательным трудом.

Беззаветно преданные своей Родине и партии Ленина — Сталина, трудящиеся нашей страны с воодушевлением борются за выполнение и перевыполнение производственных планов, укрепляют мощь Советского государства, ускоряют темпы строительства коммунизма.

Большие успехи достигнуты в истекшем году в деле дальнейшей электрификации нашей страны. Выработка электроэнергии превысила производство ее в Англии и Франции, вместе взятых. По Министерству электростанций план 1951 г. по валовой продукции выполнен на 102,4%. Объем валовой продукции по сравнению с 1950 г. увеличился на 14,7%.

Энергетики находятся на ответственном участке борьбы за дальнейший мощный подъем народного хозяйства страны Советов. От бесперебойной работы электростанций и электрических сетей зависит увеличение выпуска продукции нашей промышленностью. Рост энергетической базы позволяет применить более совершенные технологические процессы в промышленности, механизировать труд в строительстве и сельском хозяйстве, улучшить коммунально-бытовое обслуживание трудящихся.

Работники Московской энергосистемы в июле 1951 г. писали Великому вождю и учителю трудящихся:

«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».

Тщательно подсчитав свои возможности, московские энергетики взяли большие, ответственные обязательства. Они дали слово перевыполнить годовой план выработки электрической и тепловой энергии, обеспечить бесперебойное снабжение ею потребителей. Серьезные обязательства были взяты по дальнейшему приросту мощностей, улучшению технико-экономических показателей, снижению себестоимости.

Энергетики столицы с честью выполнили эти свои обязательства.

Примеру московских энергетиков последовали рабочие, инженеры и техники других энергосистем, включившиеся в социалистическое соревнование за выполнение и перевыполнение количественных и качественных показателей. Электростанций Ленинградской, Горьковской, Ярославской,

Днепровской, Грузинской, Кемеровской, Воронежской, Белорусской, Харьковской, Киевской, Уфимской энергосистем выработали сверх плана десятки миллионов киловаттчасов электроэнергии.

Наряду с этим вследствие задержки ввода в действие новых мощностей на электростанциях, большого простоя оборудования во внеплановых и аварийных ремонтах и недостаточного внимания руководителей к использованию имеющихся возможностей повышения выработки электроэнергии, ряд энергосистем не выполнил плана по выработке электроэнергии (Ростовэнерго, Куйбышевэнерго, Сталинградский энергокомбинат и др.).

Успешно работали в истекшем году гидроэлектростанции. Они выполнили план на 101,2%, что позволило сохранить народному хозяйству несколько миллионов тонн топлива.

Значительные успехи достигнуты в деле дальнейшей теплофикации социалистических городов. В результате нового строительства тепловых сетей и расширения теплоэлектроцентралей план отпуска теплоэнергии выполнен в 1951 г. на 105,0%.

Отличных показателей добилась в 1951 г. торфяная промышленность Министерства электростанций, выполнившая годовой план добычи торфа на 111,5%. Прирост добычи товарного торфа составил к 1950 г. 29,9%. В истекшем году весь добытый торф был полностью и своевременно высушен и убран, что создает предпосылки к надежной и устойчивой работе торфяных электростанций в 1952 г. Успех торфяной промышленности в значительной степени явился результатом широкого внедрения механизации во все процессы производства и транспорта торфа.

Машиностроительные заводы Министерства выполнили годовой план производства по валовой продукции на 106,4%, дав прирост к прошлому году в размере 27%. В 1951 г. заводы Главторфмаша и Главэнергозапчасти освоили серийный выпуск ряда новых изделий, строительных и торфяных машин, механизмов и аппаратуры для электростанций.

План производства запасных частей для электростанций выполнен на 110,8%, причем в истекшем году более 87% потребных запасных частей произведено заводами Министерства электростанций, что дало возможность разгрузить заводы машиностроительных министерств от производства этой продукции.

В 1951 г. электростанции Министерства сделали дальнейший шаг вперед в улучшении топливоиспользования. Задание по экономии топлива перевыполнено. Удельный расход условного топлива при плане 532 г/квтч составил 531 г/квтч и снижен по сравнению с 1950 г. на 8 г. По экономичности наши электростанции далеко опередили довоенный 1940 г., когда удельный расход топлива составлял 596 г/квтч.

Улучшение топливоиспользования в значительной мере явилось результатом освоения установок высокого давления, удельный вес которых с каждым годом повышается. Из всей введенной за последние два года мощности свыше 70% составляют паровые турбины высокого давления.

Лучших результатов по экономии топлива в 1951 г. добились коллективы Сталиногорской грэс, тэц № 12 Мосэнерго, Карагандинской грэс, Среднеуральской грэс, Красногорской и Красноярской тэц.

Однако успехи в топливоиспользовании были бы более значительными, если бы все электростанции и энергосистемы энергично работали в этом направлении. Такие энергосистемы как Сталинградский энергокомбинат, Дальэнерго, Новосибирскэнерго, Пензенский энергокомбинат — в 1951 г. не только не дали свехплановой экономии, но допустили пережог топлива.

Главные управления и энергосистемы не должны довольствоваться средними цифрами, а добиваться экономичной работы каждого предприятия.

В 1952 г. электростанции должны снизить удельный расход топлива до 526 г/квтч. Для успешного выполнения этого задания необходимо быстрее освоение нового оборудования и проведение мероприятий по снижению потерь топлива. Необходимо выполнить в намеченные сроки работы по реконструкции котлов, по включению регенеративных подогревателей, автоматизации тепловых процессов, а также ряд мало-затратных мероприятий, дающих в целом значительную экономию топлива.

В снижении расхода топлива большое значение имеет внедрение прогрессивных норм, строгое соблюдение установленного режима, глубокое изучение всех отклонений расходных коэффициентов от технических характеристик и широкая пропаганда передового опыта лучших электростанций, цехов, вахт. Опыт эксплуатации котельных цехов Березниковской тэц № 2, Карагандинской грэс, Красноярской тэц, добившихся устойчивого к. п. д. котельных брутто 87% и выше, главные эксплуатационные управления и Техническое управление Министерства должны передать всем электростанциям

По расходу электроэнергии на собственные нужды электростанций результаты за 1951 г. неудовлетворительны. Некоторой экономии добились гидростанции, но тепловые электростанции вместо 7,7% по плану израсходовали на собственные нужды 7,9% от общей выработки.

Причиной некоторого роста расхода электроэнергии на собственные нужды явилось повышение удельного веса установок высокого давления. Это повышение могло быть компенсировано

проведением реконструкции тяго-дутьевых машин, снижением расхода электроэнергии на разمول топлива, проведением работ по снижению сопротивления газо-воздушных трактов и других мероприятий.

В 1952 г. работники электростанций должны серьезно поработать над снижением расхода электроэнергии на собственные нужды, что имеет большое значение для увеличения отпуска электроэнергии потребителям.

В последние годы значительно снижены потери энергии в электросетях, что явилось результатом усиления линий электропередачи и других технических мероприятий, а также улучшения борьбы с так называемыми «коммерческими» потерями. Потери в электросетях в 1951 г. снизились до 8,4% против 8,81% в 1950 г. Работники электросетей и энергосбытов должны и в текущем году неустанно работать над снижением этих потерь.

Неудовлетворительны итоги истекшего года в области борьбы с аварийностью. При снижении аварийного недоотпуска электроэнергии на 20,5%, количество аварий по сравнению с 1950 г. увеличилось на 2,2%. Больше половины всех аварий произошло по прямой вине эксплуатационного и ремонтного персонала. Руководителям энергосистем, электростанций и сетей необходимо усилить работу с персоналом, распространять опыт безаварийно работающих смен и цехов и принять все меры к неуклонному выполнению всех противоаварийных мероприятий.

На электростанции, особенно на новые, пришло большое количество молодых рабочих. Инженерно-техническим работникам необходимо уделять максимум времени и сил разъяснению этим рабочим правил технической эксплуатации и правил безопасности, обучению надежной эксплуатации оборудования.

Эксплуатационным главным управлениям, районным энергоуправлениям и инспекторам по эксплуатации нужно усилить контроль за работой электростанций и решительно бороться со всеми нарушениями правил эксплуатации.

План капитального ремонта оборудования электростанций и сетей в 1951 г. подавляющим большинством предприятий выполнен в установленный срок. Получил дальнейшее развитие скоростной метод ремонта.

Наряду с этим руководители некоторых энергосистем допустили отступление от установленного графика ремонта оборудования, что привело к невыполнению годового плана ремонтов. С качеством ремонта не всегда обстоит благополучно. В погоне за свехплановым сокращением срока простоя оборудования отдельные электростанции не обеспечили высокого качества ремонта и выполнения всей наменклатуры работ. В результате 35 турбогенераторов были остановлены на повторный ремонт.

В 1952 г. ремонты должны проводиться строго по плану. В центре внимания должно быть качество ремонтных работ и выполнение их в установленный срок. Технический контроль за ремонтными работами должен быть резко усилен.

В последние годы все больше распространяется способ централизованного ремонта оборудова-

ния электростанций. Однако, тресту Союзэнерго-ремонт предъявляются серьезные претензии в отношении качества работ, выполнения ремонтов в установленные сроки и снижения высокой стоимости работ.

Предприятия Министерства электростанций добились дальнейшего роста производительности труда. Выработка продукции на одного рабочего составила в 1951 г. 102% к плану. По сравнению с 1950 г. производительность труда выросла на 20%, в том числе: по электростанциям и электросетям — на 10%, по заводам — на 15%, по торфопредприятиям — на 30%.

Перевыполнено задание по производительности труда на строительствах, где в течение ряда лет она была ниже плана. Выработка на одного рабочего в 1951 г. увеличилась по сравнению с 1950 г. на 24%.

Работники электростанций активно включились в движение за сверхплановые накопления. В 1951 г. электростанции снизили себестоимость по сравнению с прошлым годом на 273 млн. руб.

Перед энергетиками поставлена важнейшая задача — снизить в 1952 г. себестоимость на 2,36%. Для выполнения этого задания необходимо направить усилия на строжайшую экономию топлива и материалов, ликвидировать различные непроизводительные расходы, не допускать перерасходов установленных фондов заработной платы.

В 1951 г. Министерство электростанций ввело в эксплуатацию ряд новых тепловых и гидравлических электростанций в различных районах страны. Сооружены десятки новых подстанций и линий электропередачи высокого напряжения и значительно увеличена мощность ряда действующих электростанций. Общий размер строительно-монтажных работ в 1951 г. увеличился по сравнению с предыдущим годом на 30%, что

свидетельствует об огромном развертывании энергетического строительства в нашей стране. Однако план строительно-монтажных работ в 1951 г. не выполнен. Строительство ряда объектов серьезно отставало от плана и ввод новой мощности на них отстает от установленных сроков.

Строители и монтажники в 1952 г. должны наверстать невыполнение плана 1951 г. и обеспечить значительно больший ввод мощностей. В 1952 г. объем капиталовложений по Министерству электростанций увеличивается, энергостроительству выделяются огромные фонды на материалы, оборудование и механизмы; на строительство направляются новые кадры рабочих, инженеров и техников.

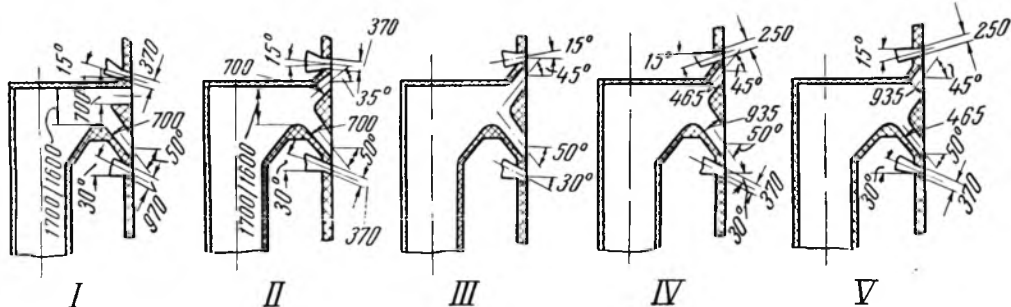
В соответствии с возросшими задачами проведены организационные мероприятия по укреплению строительных и монтажных главных управлений, образован ряд новых строительных трестов.

Задачей руководителей главных строительных управлений, трестов и стройплощадок является своевременная подготовка жилья для рабочих, подготовка строймеханизмов и такая организация строительно-монтажных работ, которая обеспечила бы выполнение работ скоростными методами. Проектные организации Министерства электростанций должны оказать строителям максимальную помощь в ответственном деле увеличения энергетических мощностей.

Советские энергетика — строители и эксплуатационники, — находящиеся на ответственнейшем участке борьбы за дальнейший мощный подъем народного хозяйства, развивая социалистическое соревнование за выполнение и перевыполнение плана, справятся с поставленными перед ними на 1952 г. задачами, чем внесут новый вклад в дело построения коммунистического общества.



Рис. 2. Пять вариантов компоновки амбразур с горизонтальными рассекающими по предложению завода, подвергнутого моделированию.



Моделирование топки

В период проектирования данной установки на заводе им. Орджоникидзе было предложено изменить конструктивные формы амбразур и шлиц с разделением аэропотока на две ветви горизонтальными рассекающими; между ветвями создается объем с возвратными токами и подсосом горячих газов с боков, благодаря чему зажигание аэросмеси происходит ближе к амбразуре.

Аэродинамика топки с амбразурой, оборудованной различными рассекающими клиньями (рис. 2), была проверена на холодной модели топки котла ПК-10 в МОЦКТИ. Эффективность различных клиньев оценивалась по визуальным наблюдениям за движением потоков в модели (рис. 3,б), по изменению скоростных полей на выходе из амбразур и в различных пунктах модели (рис. 3,а и в) и по степени перемешивания первичного воздуха с вторичным. При построении кривых распределения скоростей (рис. 3,а и в) ось абсцисс проводилась через сечение, в котором производилось измерение, а абсолютные скорости откладывались перпендикулярно оси абсцисс.

Исследование модели шахтно-мельничной топки показало, что при оборудовании амбразур рассекающими клиньями наблюдается резкое изменение аэродинамики в камере и в первую очередь значительное падение скорости в конце факела. Горизонтальные рассекатели (рис. 2, I) создают два независимых потока (рис. 3,б), между которыми наблюдается область весьма интенсивных обратных токов к корню факела. Как видно из рис. 3,б, по средней части топки развивается довольно мощный горизонтальный поток, направленный к задней стенке камеры. Не менее мощный наклонный поток направляется вдоль скатов холодной воронки. У заднего ската поток раздваивается: одна струя движется по задней стенке кверху камеры, а другая струя возвращается к телу клина. При скорости истечения из амбразур 43 м/сек скорость обратного потока ~ 13,5 м/сек.

В верхней части камеры сохраняется циркуляционный контур того же характера, что и при амбразуре нормальной конфигурации (рис. 3,а).

При подаче вторичного воздуха под углом 30° к оси амбразур наблюдается заметное отклонение нижней струи от ската холодной воронки; в остальном сохраняется картина движения потоков, типичная для подачи только одного первичного воздуха.

Недостатки работы топки

При эксплуатации на фрезерном торфе группы топок с шахтными мельницами, выполненных по существующим нормативам (рис. 1), возникли значительные трудности из-за относительно большой дальности факела и малого угла разнеса его в вертикальной плоскости. Попытки устранить дефекты топки режимными мероприятиями, а также некоторыми конструктивными — расположением шлиц верхнего и нижнего рядов в шахматном порядке, изменением наклона шлиц с помощью установки вставок, закрытием части периметра экранов торкретом и т. п. — не достигли цели. Были выявлены следующие отрицательные моменты протекания топочного процесса:

1. При низкой температуре воспламенения пыли торфа, несмотря на наличие зажигательных поясов на боковых экранах топки, наблюдалось неустойчивое и нестационарное воспламенение с периодическим перемещением зоны воспламенения пыли и ядра факела в глубь топки к ее задней стенке. Эта недостаточная устойчивость воспламенения и отсутствие явно выраженного теплового равновесия в зоне зажигания объясняются большой массой аэросмеси (до 70 ÷ 80% всего воздуха, потребного для горения), вводимой в топочную камеру с очень низкой начальной температурой (около 40 ÷ 50° С), а также экранированием потоков аэросмеси струями вторичного воздуха с относительно низкой температурой, изолирующими поток от теплового воздействия горячих топочных газов.

Расстягивание времени, пути и зоны завершения воспламенения пыли сопровождается знакопеременными величинами давления в газоходах и интенсивной пульсацией топки. Эта пульсация усиливается особенно при сжигании ухудшенных сортов торфа вследствие торможения аэропотока струями вторичного воздуха, пересекающими аэросмесь под углом 40° к горизонту. Пульсирующее горение крайне осложняет эксплуатацию котлоагрегата, так как при этом происходит значительная вибрация боковых стен топки (несмотря на дополнительное крепление этих стен к основному каркасу); помещение котельной может заполняться взрывоопасной пылью; в рукава питателей фрезерного торфа и в воздухопроводы, идущие к мельницам, заносится пыль, служащая очагом взрывов; наблюдается большой присос холодного воздуха через неплотности обмуровки вследствие вынужденной работы с повышенным разрежением вверху топки; расходуется мазут для поддержания устойчивости факела и улучшения условий воспламенения торфа; увеличивается и колеблется потеря от механического и химиче-

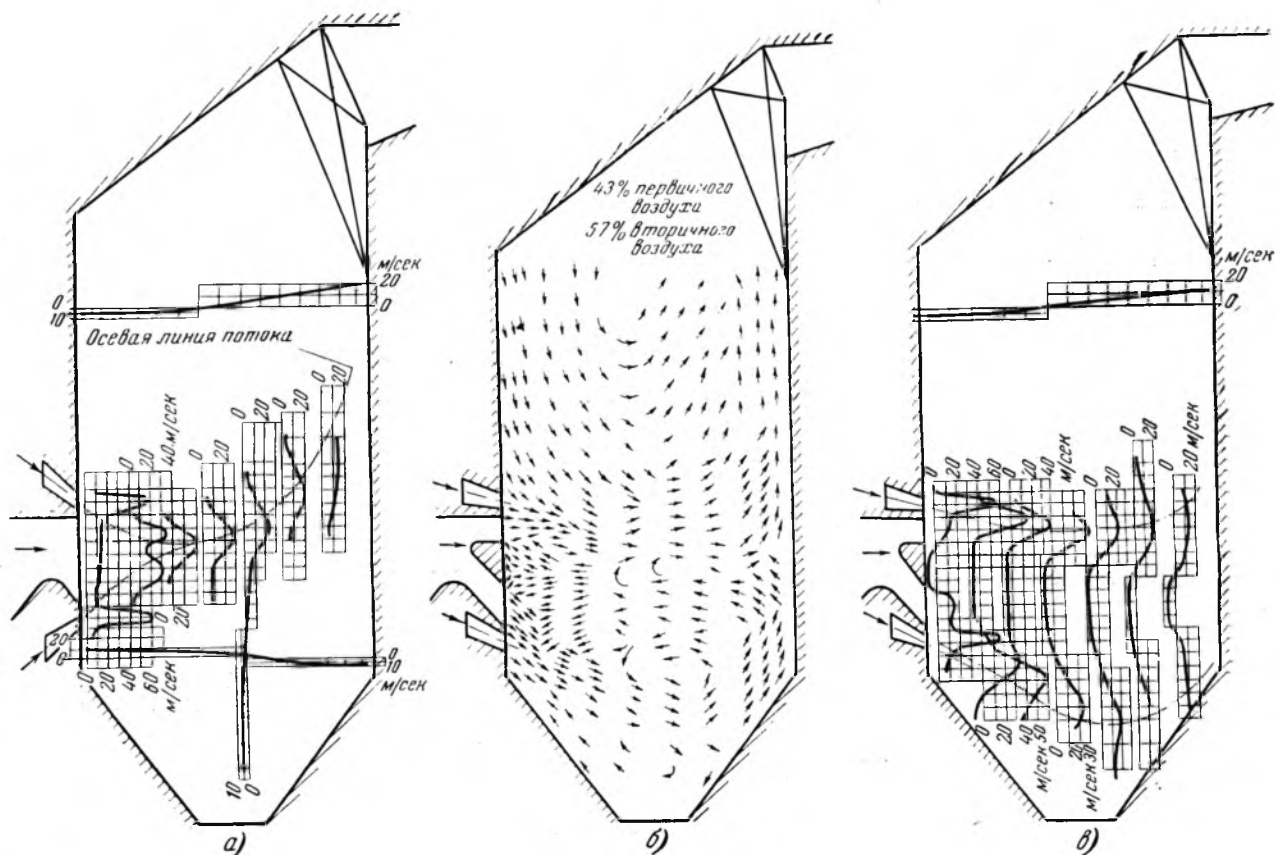


Рис. 3. Распределение скоростей и движение потоков в шахтно-мельничных топках.

а — распределение скоростей в модели с амбразурой нормальной конфигурации; б — движение потоков в модели с горизонтальным клином (вариант I); в — распределение скоростей в модели с горизонтальным рассекателем (вариант I).

ского недожога вследствие вынужденной работы с малым избытком воздуха и неравномерности горения по времени; затрудняется наблюдение за горением и изменением топочного процесса вследствие закладки наглухо всех смотровых лючков.

Подобные же отрицательные моменты в работе имели место в топках с шахтными мельницами котлов ТП-230, работающих на подмосковном угле, и в топке котла типа НТ-200, работающем на богословском угле.

2. При установленной руководящими указаниями ЦКТИ форме амбразур объем топki ниже амбразур почти совсем не заполнен активным факелом. Уменьшение полезного объема топki способствует затягиванию горения в область пароперегревателя. Высокое местоположение факела в камере и его относительная дальнoбoйность вызывают высокий уровень температуры перегретого пара, достигавший на «холодной» воде $t_{ne}^{всл} = 660^\circ\text{C}$ (рис. 4 и 5). Кроме того, нестационарность факела и затягивание горения ведут к резким колебаниям общей температуры перегрева по времени, что усугубляется неравномерностью работы тракта подачи фрезерного торфа в мельницы.

3. Чтобы избежать на больших нагрузках опасной пульсации топki, практиковалось ограничение подачи воздуха через шлицы, что сопровождалось значительной химической неполнотой горения. Также нельзя было полностью пользоваться нижними шлицами, так как это приводило к перемещению факела вверх и увеличению температуры перегретого пара. Так, например, при опыте 25/V 1950 г. с нагрузкой $D_{np} = 215 \text{ т/час}$

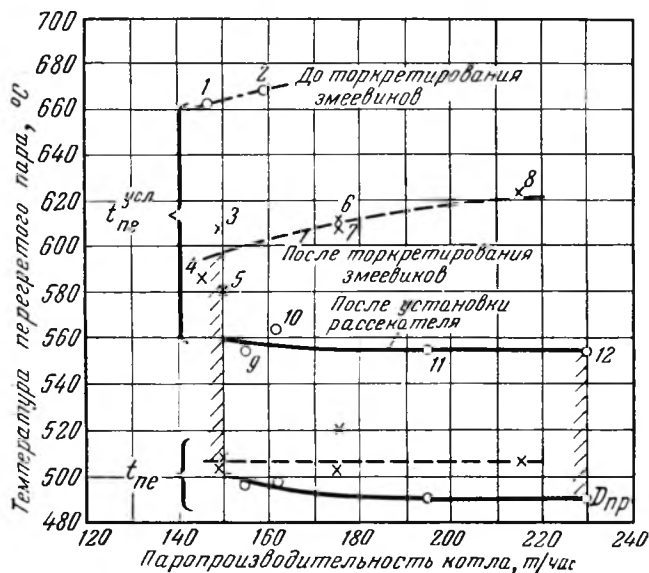


Рис. 4. Температура перегретого пара t_{ne} и «условная» температура перегретого пара $t_{ne}^{усл}$ в зависимости от паропроизводительности котла (в различных стадиях наладки).

Коэффициент избытка воздуха за перегревателем (α_{ne}): 1—1,25; 2—1,26; 3—1,48; 4—1,50; 5—1,52; 6—1,5; 7—1,45; 8—1,06/1,13; 9—1,32; 10—1,55; 11—1,39; 12—1,20; 13—1,18; 14—1,27.

* См. А. Л. Бычковский и М. Н. Шашин, Устранение разверки температур в перегревателях котлоагрегатов высокого давления, «Электрические станции», 1950, № 11.

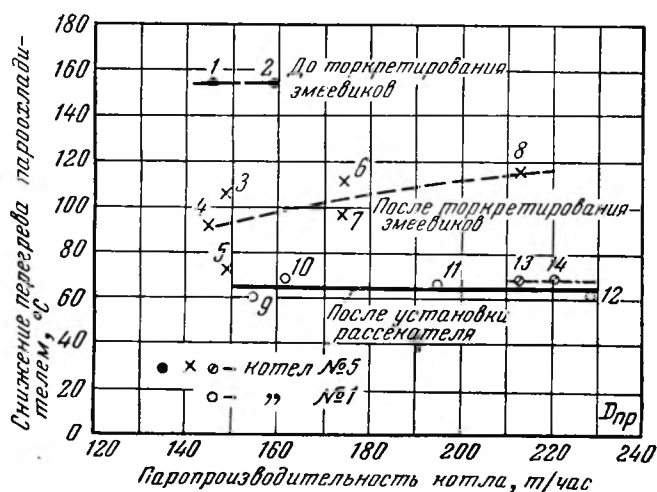


Рис. 5. Снижение перегрева Δt_{pe} в парохладителе в зависимости от паропроизводительности котла (в различных стадиях наладки). Значение величины α_{pe} — из рис. 4.

и вынужденно-малом избытке воздуха (без учета химического недожога $\alpha_{pe} = 1,05$) в газах за установкой содержалось $CO = 0,75\%$ и $H_2 = 1,05\%$ (по дожиганию пробы газов в газоанализаторе системы ЦКТИ), что соответствовало потере от химического недожога, равной 8,2%. Кроме того, вследствие неравномерности протекания процесса горения по времени содержание горючих в уносе при одних и тех же режимных условиях резко колебалось.

Опробование рассекателя на фрезерном торфе

Рассекатель, предложенный заводом (рис. 6), рассматривался как временная опытная конструкция, рассчитанная лишь для работы на период опробования эффективности нового предложения по упорядочению аэродинамики топки. При установке рассекателя на котле № 5 были допущены отклонения от заводского чертежа, а именно:

- уклон верхних шлиц оставлен без изменений (40° к горизонту);
- нижние шлицы поставлены в горизонтальное положение;
- уклон шлиц отрегулирован установкой металлических клиновидных вставок в выходном сечении, отжимавших поток книзу;
- высота верхнего канала амбразур уменьшена до 650 мм;

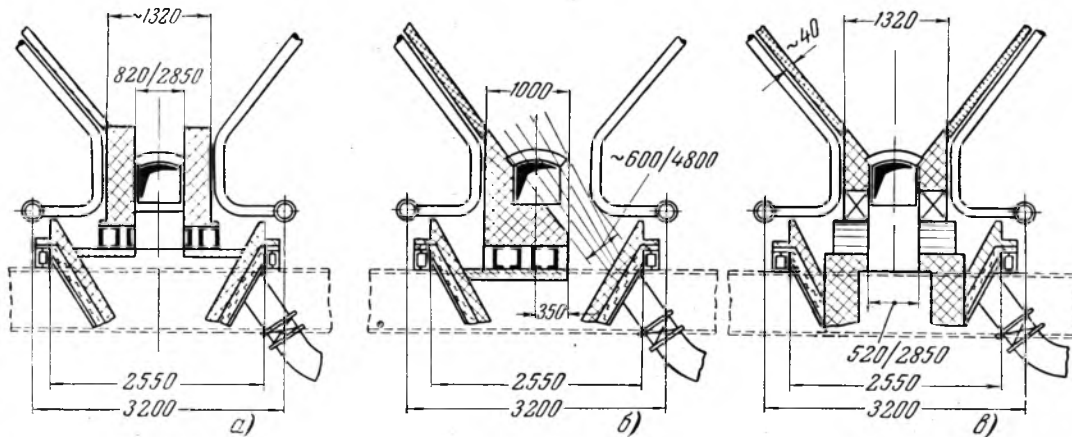


Рис. 7. Сужение холодной воронки. а — «фонтанный» тип (котел № 1); б — «эжекторный» тип (котел № 5) в — «фонтанный» тип (замена швеллерных спор сводами).

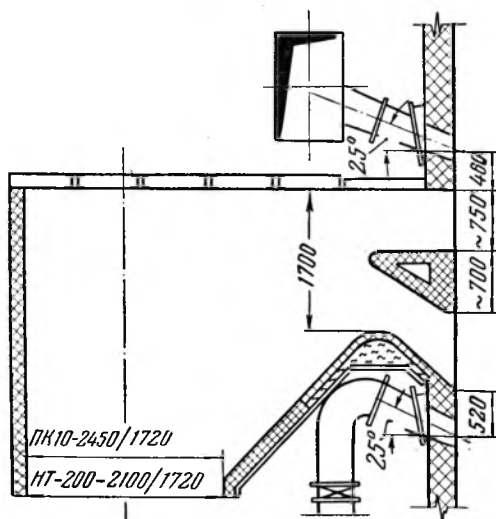


Рис. 6. Переделка амбразур и шлиц по предложению ЗИО.

д) помимо вышеуказанного был уложен торкрет в плоскости, касательной к трубам переднего ската холодной воронки, и произведено сужение горловины холодной воронки котла № 5 по рис. 7,а и котла № 1 по рис. 7,б.

На котле № 1 при установке рассекателей выдержана высота верхних каналов, клиновидные вставки в шлицы не были установлены при сохранении остальных перечисленных отклонений.

Улучшение работы топков, достигнутое данными изменениями аэродинамики ввода в топку, несмотря на наличие указанных отступлений, показывает перспективность примененной конструкции рассекателей.

Устранение пульсации факела

Выполненная по предложению завода реконструкция амбразур и шлиц привела к радикальному улучшению топочного процесса. Зона воспламенения приблизилась к устью амбразур и приобрела большую устойчивость и стабильность. Параллельно с этим исчезла пульсация топки со всеми сопутствующими этому явлению нежелательными последствиями, снижающими надежность, экономичность и удобство эксплуатации котлоагрегата. Все это значительно расширило диапазон осваиваемых топкой нагрузок и сортов фрезерного торфа (без присадки мазута).

Визуальные наблюдения подтвердили наличие усиленных обратных токов горячих газов, направленных к рассекающим клиньям, что ускоряет тепловую подготовку холодных потоков аэросмеси (их подсушку и зажигание). Наряду с этим нижняя независимая струя, образованная наклонным каналом амбразур, дает хорошее заполнение всей нижней части топочной камеры (и частично холодной воронки). Как видно по изотермам топки, температура у начала скатов холодной воронки значительно повысилась (примерно на 150°C). Естественно, что такое повышение температуры сыграло решающую роль в создании устойчивого процесса воспламенения пыли. С другой стороны, большое значение следует придавать наблюдаемому ускоренному проникновению процесса воспламенения от поверхности в глубь сечения аэропотока.

Данные измерений разрежения в топке позволяют считать, что пульсация в основном вызывается затрудненными условиями воспламенения и пересечением потоков первичного и вторичного воздуха, а не неравномерностью работы питателей фрезерного торфа или колебаниями влажности и неоднородностью торфа и т. п.

Уменьшение пульсации привело к значительному облегчению общих условий обслуживания агрегата на проектных нагрузках. Повышение устойчивости факела и ускоренный процесс зажигания позволили расширить диапазон достижимых нагрузок, причем без труда поддерживалась работа с нагрузкой 85 т/час на чистом фрезерном торфе с влажностью 50% (при работе с одним дымососом и одним дутьевым вентилятором).

Снижение температуры перегретого пара

Улучшение процесса воспламенения и горения, смещение ядра факела к холодной воронке, достигнутые после установок рассекающих клиньев, привели к резкому снижению температуры перегретого пара. Это позволило освободить поверхность нагрева перегревателя от торкрета и золовых осадений. В этих новых условиях ничем не лимитировалась работа котла с весьма умеренной загрузкой пароохладителя. «Условный» перегрев был снижен примерно на $50 \div 90^{\circ}\text{C}$ (рис. 4 и 5). Наряду с этим сохранилась ранее выявленная равномерность распределения температур по змеевикам выходного коллектора пароперегревателя и вошли в норму колебания температуры перегретого пара по времени.

Установка рассекателей на двух других котлах ПК-10, введенных в эксплуатацию на этой же станции, обеспечила получение на них высоких нагрузок без закрытия части поверхности нагрева пароперегревателя, а резкое снижение расположения факела позволило не производить запроектованного закорачивания легированных змеевиков по всем котлам высокого давления станции.

Тепловые потери топки

Тепловые характеристики топков, оборудованных горизонтальными рассекателями, оказались неодинаковыми для разных котлов. На котле № 1, имеющем проектное сечение каналов в амбразуре и фронтных шлицах, а также сужение холодной

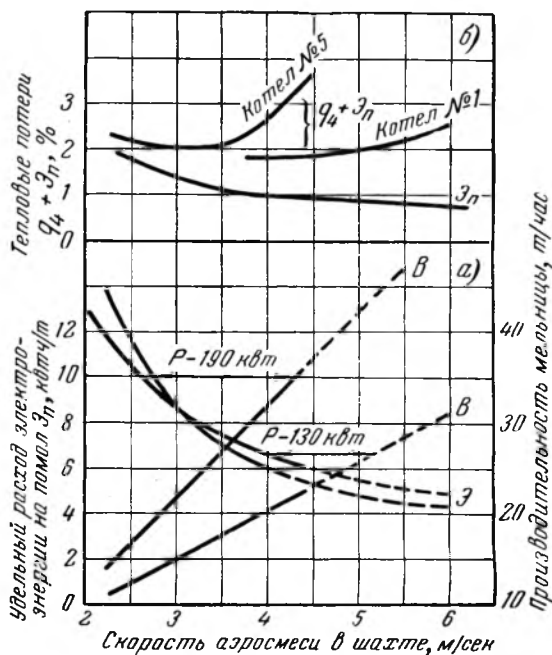


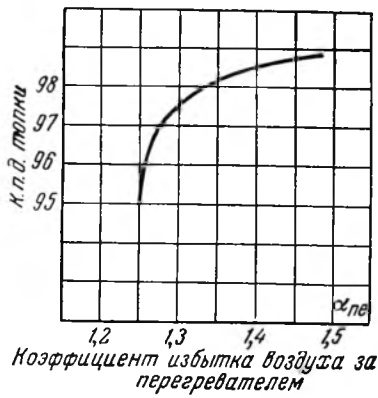
Рис. 8. Удельный расход электроэнергии \mathcal{E} и производительность мельниц B в зависимости от скорости аэросмеси в шахте и мощности электродвигателя при $n=730$ об/мин, $z=60$ блл, $P_{x,x}=82 \text{ кВт}$ (а) и удельный расход электроэнергии \mathcal{E}_n и суммарные потери от механического недожога и на собственные нужды в зависимости от скорости аэросмеси в шахте при удельном расходе пара $\sim 4 \text{ кг}/\text{кВт}\cdot\text{ч}$ (б).

воронки «фонтанного типа», были получены лучшие показатели выжигания уноса в области больших скоростей в шахте по сравнению с показателями по котлу № 5, на котором были допущены описанные выше отступления (см. стр. 9). После производства переделок на котле № 1 в диапазоне изменения скоростей аэросмеси 2 в шахте $4 \div 6 \text{ м/сек}$ потеря от механического недожога не превышает $q_4 \approx 0,8-1,8\%$, снижаясь при больших избытках воздуха до $q_4 = 0,33-1,05\%$. Закономерное ухудшение выжигания уноса, наблюдаемое по мере роста скоростей в шахте, несмотря на улучшение подсушки фрезерного торфа ($\Delta w \approx 20\%$), объясняется значительным угрублением помолы фрезерного торфа и увеличением доли первичного воздуха относительно всего количества воздуха, требующегося для горения. При этом концентрация пыли в аэропотоке изменяется в зависимости от нагрузки котла в пределах $0,17-0,23 \text{ кг}$ сухого торфа на 1 кг воздуха.

Противоположный характер протекания кривых изменения потерь от механического недожога и удельного расхода электроэнергии на помол в зависимости от изменения скорости аэросмеси в шахте обуславливают наличие оптимальной области скоростей в шахте, в пределах которой сумма названных величин минимальна. Как видно из рис. 8, этот оптимум для котла № 1 лежит в области скоростей $w_w = 4,8 \text{ м/сек}$, при которой сумма потерь $q_4 + \mathcal{E}_n$ не превышает $1,9\%$. Из этого же рисунка видно, что ухудшенная аэродинамика, имевшая место на котле № 5, сдвигает оптимум в область значительно меньших скоростей.

² Значения скорости аэросмеси в шахте приведены с учетом водяных паров.

Рис. 9. Коэффициент полезного действия топки в зависимости от избытка воздуха за пароперегревателем ($Q/V=86 \div 127$ тыс. ккал/м³ час; $w_{ш}=5,2$ м/сек; $q_5^T=0,3\%$).



Работа со скоростью аэросмеси в шахте более 4 м/сек также предопределяется требованиями сушки фрезерного торфа и не лимитируется единичной производительностью установленных мельниц, которые даже при умеренной загрузке электродвигателя ($P=130 \div 150$ кВт) обеспечивают полную производительность котла (при работе трех мельниц). Однако при этом следует учесть, что минимально допускаемое число включенных мельниц должно также определяться требованием предупреждения перекоса и неравномерного тепловосприятия экранов. Под этим углом зрения нельзя признать удачными существующие рекомендации для выбора поперечного сечения шахт, так как они превышают требующуюся величину, обеспечивающую оптимум скоростей.

Ухудшение выгорания уноса и рост потери от механического недожога, наблюдаемые при малых избытках воздуха, сопровождаются одновременно систематическим увеличением потери от химической неполноты горения, которая при избытке воздуха за пароперегревателем $\alpha_{ne}=1,25$ достигает значительной величины ($q_3=3,3 \div 4,3\%$). Наличие компонентов, вызывающих потери от химической неполноты горения, зафиксировано при всех режимах с избытком воздуха $\alpha_{ne} \leq 1,35$. Эти же компоненты ($CO \approx 0,01 - 0,08\%$) обнаруживаются в части опытов с $\alpha_{ne} \geq 1,35$, несмотря на включение верхних шлиц, пересекающих аэропоток под углом 40° .

Параллельное резкое снижение суммы потерь от механического и химического недожога наблюдается в области $\alpha_{ne} \approx 1,35 \div 1,4$, когда сумма потерь $q_3 + q_4 = 1,4 \div 1,15\%$.

Хотя при установке горизонтальных рассекателей достигнут к. п. д. топки $\eta_m = 98,8\%$ (рис. 9), нельзя мириться с необходимостью работы на повышенных избытках воздуха, вызывающих дополнительную потерю с уходящими газами. Поэтому заслуживает внимания интенсификация процесса горения с помощью тангенциального подвода вторичного воздуха над амбразурами (рис. 10) соответственно предложенной ВТИ двухступенчатой схеме сжигания.

Изображенный на рис. 10 подвод воздуха не требует капитальных переделок узлов серийного котла. При этом следует ожидать более эффективного и равномерного тепловосприятия радиационных поверхностей нагрева по сравнению с той большой степенью неравномерности, которая имеет место в топках с шахтными мельницами, расположенными с фронта котла.

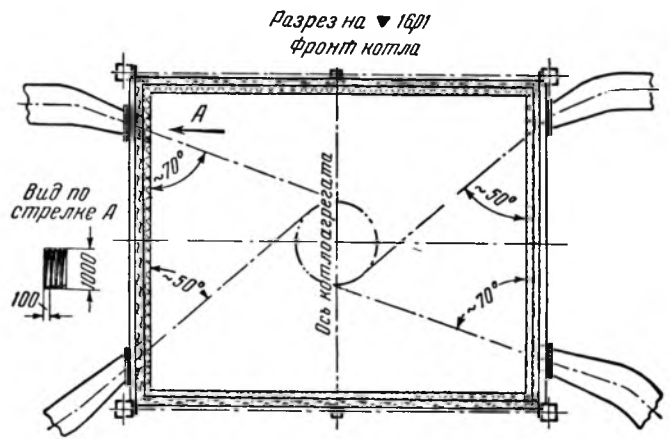


Рис. 10. Тангенциальный подвод вторичного воздуха над амбразурами для котла ПК-10 (на челябинском угле).

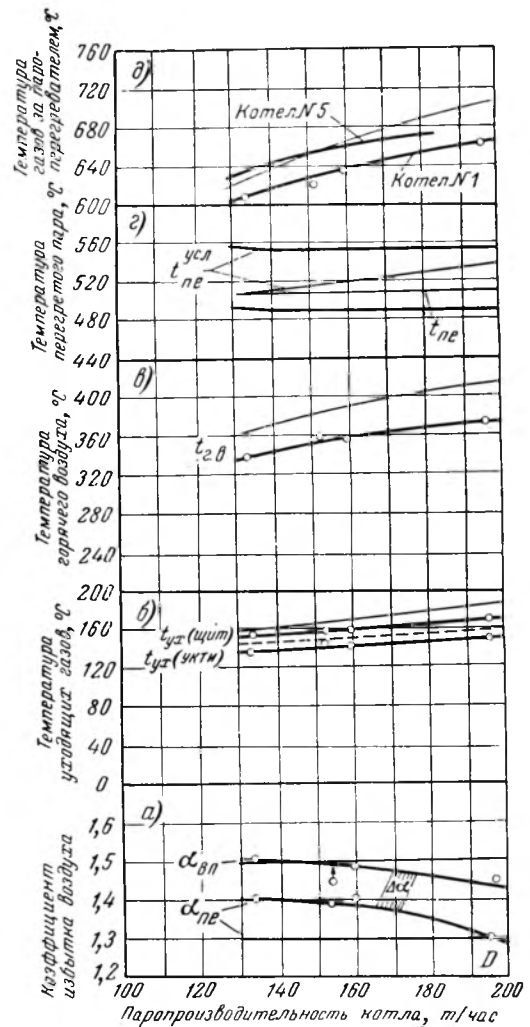


Рис. 11. Тепловые показатели работы котлоагрегата «на холодной воде» в зависимости от паропроизводительности котла (котел № 1 после реконструкции амбразур).

а — коэффициент избытка воздуха за пароперегревателем (α_{ne}) и за воздухоподогревателем ($\alpha_{ш}$); б — температура уходящих газов по приборам ЦКТИ и приборам теплового щита; в — температура горячего воздуха за воздухоподогревателем; г — условная температура перегретого пара ($t_{усл. ne}$) и температура перегретого пара (t_{ne}); д — температура газов за пароперегревателем до установки рассекателей (котел № 1) и после установки рассекателей на котле № 1. Пунктир — средняя температура, по которой подсчитана потеря тепла с уходящими газами (q_3 на рис. 12); тонкая линия — по тепловому расчету при $t = 215^\circ C$; толстая линия — по измерениям при $t_{шт} \approx 100^\circ C$.

Эксплуатационные данные и конструкция топки

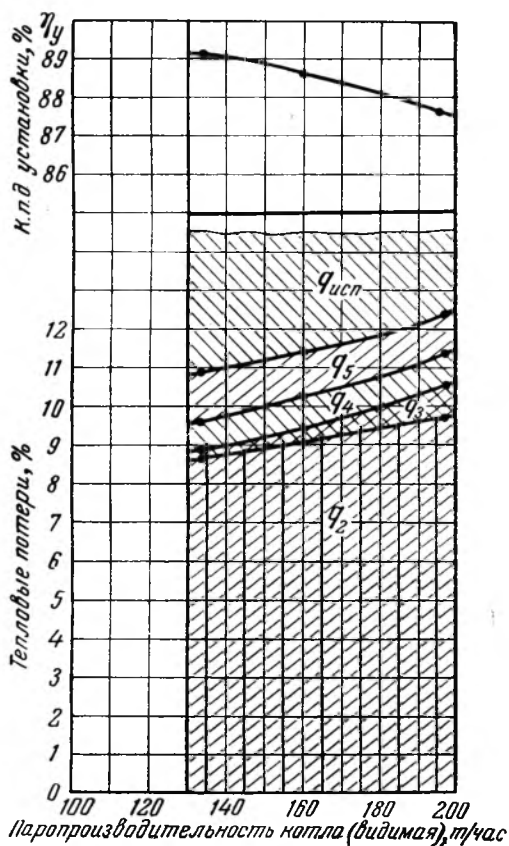


Рис. 12. Коэффициент полезного действия котельной установки и тепловые потери в зависимости от паропроизводительности котла при его работе на «холодной» воде (котел № 1 после установки рассекателей). $t_{num} \approx 100^\circ \text{C}$; $W^p = 51,6 \div 50,1\%$.

Из рассмотрения тепловых показателей работы котлоагрегата (рис. 11, д) видно, что установка рассекателей почти не отразилась на температуре газов за пароперегревателем.

Понижение этой температуры, несмотря на приближение ядра факела к холодной воронке, ограничено $20 \div 25^\circ$, что объясняется изменившимися условиями теплопередачи в газоходе пароперегревателя из-за сильно ограниченной загрузки пароохладителя, уменьшившего снижение перегрева до $\Delta t_e \approx 63^\circ \text{C}$ (рис. 11, з). На этом же рисунке показана температура горячего воздуха, которая ниже проектной примерно на 40°C вследствие работы котла на «холодной» питательной воде ($\sim 100^\circ \text{C}$). Характерно, что избытки воздуха за пароперегревателем в большом диапазоне нагрузок котла удается поддерживать в желательных и одинаковых пределах. При этом присосы воздуха в пределах газохода пароперегревателя в среднем составляют $\sim 0,03$, а присос в пределах вертикальной конвективной шахты $\Delta a \approx 0,1 \div 0,15$ (рис. 11, а).

В результате отмеченных особенностей к. п. д. котельной установки на фрезерном торфе с влажностью $\sim 52 \div 50\%$ находится на высоком уровне, снижаясь в пределах видимых нагрузок $D = 130 \div 200 \text{ т/час}$ от 89,1 до 87,5% (рис. 12). При переходе на проектную температуру питательной воды следует ожидать повышения температуры уходящих газов и снижения к. п. д. установки примерно на 1,5%.

Большой пусковой ток и чрезмерная продолжительность запуска (22—28 сек.) приводных электродвигателей БАМСО, обслуживающих шахтные мельницы, вынуждает либо произвести разрядку бил (по угловой схеме число бил снижено до 60 при сохранении на роторе всех билодержателей), либо установить электродвигатель мощностью 380 квт вместо 240 квт. Однако разрядка бил имела своим последствием ухудшение самовентилиации мельниц, которая при скорости в шахте $w_{ш} \approx 3,3 \text{ м/сек}$ снижается до 0. В связи с тем, что при отсутствии самовентилиации перестают работать клапаны присадки холодного воздуха, возникла необходимость подать холодный воздух от нагнетательных патрубков дутьевых вентиляторов котла. Имевшие место случаи взрыва пыли в шахтных мельницах и подводящих к ним воздуховодах с повреждением последних повлекли за собой необходимость проведения следующих профилактических мероприятий по предупреждению загорания и взрыва пыли в системе:

1) систематический контроль за изменением качества (влажности) фрезерного торфа и температуры аэросмеси за мельницей, не допуская ее повышения сверх $60\text{—}80^\circ \text{C}$ (особенно при застревании торфа в тракте топливоподачи);

2) устранение возможности заноса пыли в воздуховоды к мельницам установкой отбойных щитков — жалюзи;

3) установка взрывных клапанов на воздуховодах к мельницам;

4) предупреждение возможности отложения, тления и образования «запальных» очагов горения в горизонтальных и других участках шахты и тракте пылесистемы (в частности, при остановке одной из мельниц необходимо устранять отложение пыли на перевалах амбразур и верхней плоскости рассекателей путем вентиляции каналов амбразуры перед остановкой мельницы);

5) подвод пароводотушения к мельницам для пользования ими при переходных режимах (при пуске и остановке мельницы);

6) переделка шиберов, отключающих шахты от топki и мельниц, и установка их заподлицо со стенкой шахты, а также установка электроприводов к этим шиберам;

7) вентиляция мельниц холодным воздухом в переходные периоды.

Ввиду отсутствия менее мощных электродвигателей с увеличенным пусковым моментом произведена давшая положительный результат (снижение удельных расходов до $\mathcal{E} = 2 \text{ квтч/т}$) замена на одной из мельниц двигателя с 730 об/мин двигателем с ~ 490 об/мин, что соответствует снижению окружной скорости ротора до $\sim 45 \text{ м/сек}$, вполне допустимой при сжигании фрезерного торфа.

Из-за отсутствия магнитных сепараторов и большой чувствительности чугунных бил к попаданию с фрезерным торфом металлических предметов чугунные билы заменены стальными литыми. Несмотря на малую зольность потребляемого фрезерного торфа ($\sim 5\%$), износ брони корпуса и стальных бил значительно увеличивает эксплуатационные расходы и приводит к значитель-

ным простоям оборудования, что является результатом большой окружной скорости бил.

Срок службы при работе на фрезерном торфе стальных бил до полного износа их рабочей площади составляет около 900 час., однако ухудшение показателей помола, происходящее вследствие увеличения зазора между билами и корпусом, начинается значительно раньше и фактически срок службы бил не превышает 600—700 часов. Несколько удлинит срок службы наплавка поверхности бил сталинитом (на ~ 20%). Попутно ведутся работы по вводу в действие в тракте топливоподачи эффективно действующих железоловителей, после чего можно будет вести эксплуатацию шахтных мельниц на чугунных билах.

Охлаждаемая воздухом первая опытная конструкция рассекателей работает на фрезерных котлах с сентября 1950 г. Несмотря на то, что периодически одна из четырех мельниц не работает и рассекатель не охлаждается в этот период аэропоток, повреждения или пережога рассекателей не было. Это позволило отказаться от воздушного охлаждения каркаса рассекателя. Под действием удара металлических предметов и аэропотока торкрет рассекателей, особенно его входные и выходные кромок, с течением времени истирается. При этом все же обеспечивается сохранность не только металлического каркаса, но и проволоки, армирующей торкрет.

Длительные эксплуатационные наблюдения подтвердили, что количество провала в холодную воронку котла № 1 ничтожно и содержание горючих в этом провале не больше, чем в уносе. Как правило, выдача золы из шлаковой шахты в систему гидрозолоудаления производится один-два раза в сутки. На котле № 5 при поступлении фрезерного торфа, засоренного большим количеством инородных примесей (древесина, корни, очес и т. п.), наблюдались случаи значительной сепарации крупных фракций невыгоревшего топлива в шлаковый бункер. Указанное связано с недостаточной эффективностью нижнего подвода вторичного воздуха, выполненного с закручиванием потока по рис. 7,б, вследствие легкой засоряемости и трудности прочистки шлиц, а также допущенных отступлений от указанной заводом величины угла установки фронтальных шлиц.

Холодная воронка котла № 1 лучше предохраняет нижние шлицы от засорения, что позволяет полнее использовать наличный запас напора дутьевого воздуха. Для вновь проектируемых установок, предназначенных для работы на фрезерном торфе, размеры сечения шлиц холодной воронки должны быть увеличены.

В целом следует признать, что нижний подвод в данном случае способствует более устойчивому воспламенению пыли, так как сокращает его подачу через фронтальные шлицы и повышает температуру в нижней части топки.

Эксплуатация котлоагрегатов типа ПК-10 с шахтными мельницами на фрезерном торфе опровергает представление, полученное по данным холодного моделирования, о том, что угол атаки

струи вторичного воздуха потоков аэромеси $30^\circ < \alpha < 60^\circ$ и другие подобные рекомендации являются оптимальными, так как установлено, что большой наклон шлиц усиливает отрицательный эффект затормаживания и экранирования аэропотоков в зоне зажигания и усиливает пульсацию факела. Эти рекомендации, преследующие цель обеспечения необходимого разброса аэропотока и перемешивания первичного и вторичного воздуха в топках с нормальной конструкцией фронта, не распространяются на топки, оборудованные рассекателями. В новых условиях не требуется иметь большого наклона шлиц, дезорганизирующего процесс воспламенения пыли и способствующего сепарации его из факела. Раздача факела здесь обеспечивается самой конфигурацией амбразуры, а интенсивного перемешивания в зоне воспламенения вообще не следует добиваться.

Работы по наладке топочного процесса при сжигании влажного фрезерного торфа показали, что при исправлении аэродинамики топки возможно получение устойчивого горения в мощной топочной камере при ее сплошном экранировании. Тем самым доказана нецелесообразность утепления топки торкретированием экранов на высоту 5,5 м. Торкретирование пришлось снять после опробования (так как наблюдалось резкое снижение нагрузки, рост условного перегрева и температуры уходящих газов). Завод рекомендовал уменьшить шамотный зажигательный пояс боковых стен до 2 м по глубине камеры (считая от фронта котла).

Выводы

Опыт эксплуатации топек с шахтными мельницами для фрезерного торфа, выполненных по существующим нормативам, подтвердил неудачную их аэродинамику и необходимость осуществления реконструктивных мероприятий, направленных к упорядочению процесса горения в топке.

Проведенные работы показывают, что весьма простым и дешевым наладочным мероприятием является установка рассекателей в амбразурах, чем достигается увеличение угла разброса. Установка рассекателей и уменьшение наклона шлиц являются эффективным методом исправления выявленных недостатков аэродинамики и усовершенствования процесса горения в действующих топках с фронтальным расположением шахтных мельниц. После установки рассекателей удалось устранить пульсацию факела при сжигании влажного фрезерного торфа, резко снизить температуру перегретого пара и добиться высокоэкономичной работы мощных котлов в широком диапазоне нагрузок.

Положительный опыт установки рассекателей в амбразурах открывает перспективу распространения данного мероприятия на установки, оборудованные шахтно-мельничными топками нормальной конструкции, предназначенными для сжигания бурых углей.

Результаты исследования системы гидрозолоудаления с гидроаппаратом Москалькова

Инж. Е. З. Нагли

В последние годы на электростанциях большое применение нашла смешанная система гидрозолоудаления с центральным гидроаппаратом Москалькова.

Ниже излагаются некоторые общие положения, вытекающие из наладки работы данной системы гидрозолоудаления, проведенной Всесоюзным научно-исследовательским институтом гидротехники на трех электростанциях Советского Союза.

Безнапорный транспорт

Открытые каналы для безнапорного транспорта очаговых остатков от золоосмывных аппаратов и шлаковых шахт могут быть осуществлены в полу зольного помещения в трех вариантах:

1) каналы относительно большого сечения при больших расходах воды с уклонами дна $i = 2-3\%$;

2) каналы относительно небольшого сечения при минимальных расходах воды с уклоном дна $i = 5\%$ (по типу лотков быстотоков);

3) каналы относительно небольших сечений при малых расходах воды с уклонами дна $i = 1-2\%$ при «подгонке» пульпы дополнительной смывной водой через побудительные сопла, установленные по длине канала.

Размещение каналов и гидроаппаратов при стесненности зольного помещения является довольно сложной задачей, которая значительно усложняется при больших уклонах дна каналов. Поэтому второй вариант практически нецелесообразен, особенно учитывая неравномерную выгрузку в канал очаговых остатков, наличие фракций шлака весьма большого размера (до 100×100 мм), — все это приводит к возможности образования заторов.

При проектировании гидрозолоудаления по «смешанной системе» единственным целесообразным вариантом является осуществленный в настоящее время на ряде тепловых станций третий вариант благодаря удобству размещения каналов с относительно небольшими уклонами и относительно малому расходу транспортируемой жидкости.

По этому варианту каналы устраиваются с уклонами, не достаточными для самотечного транспортирования золошлаковой пульпы. Для подгонки пульпы по длине канала устанавливаются побудительные сопла через определенные расстояния.

Таким образом, транспортирование золошлаковой пульпы в таких каналах происходит не только за счет составляющей силы тяжести, но и за счет кинетической энергии струй побудительных сопел.

Побудительные сопла обязательно устанавливаются на поворотах каналов, в местах возможной задержки крупных фракций шлака и образования заторов.

Внутри котельной первой исследованной тэп система гидрозолоудаления представляет открытый железобетонный канал, проложенный в полу зольного помещения вдоль котлов; канал без поворотов, с уклоном $i = 0,015$.

На трассе канала установлены побудительные сопла, с помощью которых очаговые остатки транспортируются по каналу к гидроаппарату. Побудительные сопла установлены с наклоном осей сопел вниз к линии дна канала, равным 15° . Длина канала от самого удаленного котла до оси гидроаппарата 50 м. В шахтах бункеров установлены смывные сопла для трануляции и смыва шлака из бункеров в каналы. Удаление очаговых остатков от зданий станции производится по напорным шлакопроводам длиной 4 055 м при геодезической высоте подъема пульпы 17,50 м.

В результате 135 опытов, проведенных на этой станции, получено среднее значение расхода воды на удаление 1 т очаговых остатков, равное $10,7$ м³/т. Эта величина складывается из расхода воды на транспортирование очаговых остатков по безнапорной трассе и расхода воды на транспортирование очаговых остатков по напорной трассе.

Из проведенных опытов получен удельный расход воды на транспортирование шлака по каналу от 1 до $3,40$ м³/т и на транспортирование золы от 3 до $5,06$ м³/т. Наибольший удельный расход воды на безнапорный транспорт $3,40$ м³/т соответствует наибольшему участку канала длиной около 50 м.

Удельные расходы воды на транспортирование золы получены больше, чем для шлака. Это объясняется различием удельных весов шлака и золы.

Далее была исследована система гидрозолоудаления на тепловой станции, работающей на кусковом торфе. Удаление очаговых остатков от зданий станции производится по напорному шлакопроводу длиной 550 м при геодезической высоте подъема пульпы на 6,07 м. Внутростанционный гидротранспорт представляет систему откры-

тых каналов с переменным уклоном от 0,01 до 0,024. Вдоль котельной проходит магистральный канал, к которому от каждого котла примыкают два поперечных канала, проложенных под всеми бункерами котлов. При такой системе безнапорного транспорта путь движения пульпы до гидроаппарата значительно увеличен и соответственно увеличиваются удельные расходы воды на безнапорный транспорт. В результате проведенных опытов получен удельный расход воды на безнапорный транспорт, равный 7,3 м³/т.

Последняя обследованная тепловая станция имеет длину шлакопроводов 2 613 м при геодезической высоте подъема пульпы 9,57 м. Топливо — также торф.

Для внутристанционного гидротранспорта в полу зольного помещения проложен продольный канал, к которому от каждого котла примыкают два поперечных канала длиной 21 м; длина продольного канала 31,85 м. Каналы имеют переменный уклон от 0,0072 до 0,0211.

В результате 65 проведенных опытов получен средний удельный расход воды на транспортирование 1 т очаговых остатков по трассе безнапорного транспорта, равный 12 м³/т.

В табл. 1 приведены данные по удельным расходам воды на трех станциях.

Таблица 1

Длина шлакопровода, м	Геодезическая высота подъема пульпы, м	Средний удельный расход воды на безнапорный транспорт, м ³ /т	Средний удельный расход воды на напорный транспорт, м ³ /т	Суммарный удельный расход воды на всю систему, м ³ /т
4 055	17,50	5,06	5,64	10,70
550	6,07	7,3	6,4	13,7
2 613	9,57	12	12	24

Во время исследований наблюдались случаи шлакования котлов, причем смыв шлака из бункеров котлов длился 2—3 часа и более; соответственно этому удельные расходы воды достигали 40 ÷ 50 м³/т, а иногда и более.

Анализ полученных данных дает возможность сделать следующие практические выводы для проектирования и эксплуатации системы гидрозолаудаления:

1. Наименьший средний удельный расход воды на удаление 1 т очаговых остатков определяется в основном безнапорным транспортом (для транспортирования 0,85 ÷ 1,0 м³ пульпы по

шлакопроводу необходимо затратить 1 м³ рабочей высоконапорной воды).

2. Для уменьшения удельных расходов воды на безнапорный транспорт следует располагать гидроаппарат по оси котлов; число поворотов в плане открытых каналов должно быть наименьшим; необходимые изломы трассы в плане должны, по возможности, иметь наибольший радиус закругления.

3. Наименьшие удельные расходы воды на безнапорный транспорт получены при постоянном уклоне дна канала, равном 0,015.

4. При указанном уклоне дна канала наименьшие удельные расходы воды на безнапорный транспорт получены при диаметре побудительных сопел $d = 12$ мм, напоре $H = 120$ м вод. ст., расходе сопла $Q_c = 14,8$ м³/час и расстоянии между побудительными соплами, равном 20 м. При меньших напорах ($H = 60—50$ м вод. ст.) расстояние между побудительными соплами должно быть 5—7 м при $d = 12$ мм и $Q_c = 10,5—9,55$ м³/час.

5. Побудительные сопла должны быть установлены с наклоном осей сопел, вниз к линии дна канала, равным 15°. Наилучший результат, как показала практика, получается тогда, когда струя соприкасается с дном на расстоянии 1,5—2,0 м от сопла.

6. На станциях, работающих на торфе совместно с очаговыми остатками, иногда из бункеров выходит относительно большое количество несожженного топлива, которое создает своды над рабочим соплом гидроаппарата и приводит к уменьшению производительности гидроаппарата, а следовательно, к увеличению удельных расходов воды.

7. Металлоуловители должны быть установлены в бункерах гидроаппаратов, а не на трассе каналов, чтобы не создавать дополнительных местных сопротивлений, которые сильно отражаются на движении пульпы.

8. Облицовка каналов должна быть выполнена без зазоров между облицовочными плитами, создающих дополнительные сопротивления, увеличивающие потерю энергии.

Напорный транспорт

В табл. 2 приведены результаты экспериментов по гидравлическому транспорту пульпы и расчетного определения сопротивлений при движении чистой воды по трем станциям.

Как видно из таблицы, сопротивления в шлакопроводе зависят от суммарного расхода воды

Таблица 2

№ опыта	Длина шлакопровода 4 055 м				Длина шлакопровода 550 м				Длина шлакопровода 2 613 м			
	Сопротивление шлакопровода, м	Расход пульпы, м ³ /час	Сопротивление по воде, м	$\frac{T}{Ж}$, %	Сопротивление шлакопровода, м	Расход пульпы, м ³ /час	Сопротивление по воде, м	$\frac{T}{Ж}$, %	Сопротивление шлакопровода, м	Расход пульпы, м ³ /час	Сопротивление по воде, м	$\frac{T}{Ж}$, %
1	26,954	270	13,61	10,7	8,9	308	3,8	9,2	50,10	446	31,18	3,04
2	29,954	261	12,74	9,75	5,4	333	4,2	4,97	58,10	496	36,11	3,48
3	39,954	312	17,65	9,0	5,4	271	2,6	9,82	47,10	363	24,44	3,48
4	41,254	331	19,21	8,05	8,4	336	4,3	11,6	46,10	435	30,06	4,00
5	22,954	232	10,45	10,8	5,0	317	3,9	5,05	59,10	680	28,26	6,56
6	38,954	246	16,24	12,5	5,4	268	2,8	11,4	60,10	446	31,18	4,24
7	39,954	304	16,82	8,2	5,4	248	2,5	8,57	—	—	—	—
8	42,954	316	18,02	7,72	—	—	—	—	—	—	—	—

и собственно пульпы и от концентрации пульпы $\frac{T}{Ж}$, где T — твердое, $Ж$ — жидкое вещество.

Расход транспортируемой пульпы в условиях эксплуатации изменяется во времени в зависимости от нагрузки агрегатов, качества топлива, топочного режима и смыва очаговых остатков из бункеров котлов вручную, т. е. путем большего или меньшего открытия смывного сопла, установленного в бункере. При этом в первые минуты смыва в гидроаппарат поступают большие количества твердого вещества, в последующие минуты расход твердого вещества значительно уменьшается.

При сравнении полученных в опытах значений сопротивлений шлакопровода (табл. 2) с расчетными данными видно, что опытные данные значительно больше расчетных (для воды), примерно в 1,8—2,25 раза. Это объясняется следующим:

1. Опыты проведены при работе шлакопровода на пульпе различной концентрации, расчеты произведены по воде.

2. Концентрация пульпы изменяется в больших пределах, благодаря чему движение пульпы происходит при частично заиленном шлакопроводе.

3. Наличие большого количества металла в шлакопроводе сильно увеличивает сопротивление. Металл попадает из бункеров котлов вместе с очаговыми остатками. Металлоуловители, установленные в прямых гидроаппаратов в виде «корыта», не на всех станциях работают удовлетворительно.

На одной из станций при вскрытии шлакопровода было обнаружено, что он полностью забит мелкими кусками металла.

На основании проведенных исследований и анализа данных можно указать на следующее:

1. Профиль напорных шлакопроводов должен обеспечивать автоматическое самоочищение шлакопроводов при перерывах в работе системы. Недопустимо проектирование U -образных участков продольного профиля, заилиние которых неизбежно при перерывах в работе всей системы гидрозолоудаления.

2. При проектировании напорных шлакопроводов следует избегать резких изломов профиля шлакопровода, в особенности вогнутых, подвергающихся интенсивному износу и являющихся наиболее слабыми местами в смысле засорения и заилиния при работе системы.

3. По длине шлакопровода необходимо предусматривать отверстия (люки) через 20 ÷ 30 м, предназначенные для промывки шлакопровода в случае аварийного его заилиния или полной забивки.

4. Закругления в шлакопроводе необходимо производить по радиусу, а не под углом, как это было выполнено на одной из станций.

5. Напорный шлакопровод должен быть запроектирован одного сечения.

Обычно проектируют шлакопровод с увеличивающимся к концу диаметром, полагая, что гидроаппарат будет работать с подсосом большого количества воздуха. На станции с длиной шлакопроводов 2613 м был определен расход воз-

духа, подсосываемого гидроаппаратом, в 11—16 м³/час, что составляло 3 ÷ 6% общего расхода пульпы. Такой расход не может оказать влияния на работу шлакопровода. В конечных участках шлакопровода большего сечения получаются незначительные скорости движения пульпы, что приводит их к заилинию, а следовательно, к увеличению сопротивлений.

По данным исследований на одной из станций при движении пульпы со скоростью 1,12 м/сек и более шлакопровод работал с частичным заилинием, при увеличении скорости до 2,0 м/сек шлакопровод работал без заилиния. На основании этого можно рекомендовать скорости движения пульпы в шлакопроводе до 2 м/сек.

Коэффициент полезного действия гидроаппарата и расход электроэнергии

На всех трех станциях было проведено большое количество опытов по определению к. п. д. гидроаппарата, и определялся расход электроэнергии на удаление 1 т очаговых остатков.

Коэффициент полезного действия гидроаппарата определялся по формуле

$$\eta = \frac{Q_m H_{д.н}}{Q_p H_p},$$

где Q_m — расход транспортируемой пульпы;

$H_{д.н}$ — напор за гидроаппаратом;

Q_p — рабочий расход воды;

H_p — рабочий напор перед соплом гидроаппарата.

В табл. 3 приведены результаты опытов по определению к. п. д. и данные по удельному расходу электроэнергии на трех станциях.

Результаты проведенных исследований и их анализ позволяют сделать следующие выводы.

1. Значения к. п. д. гидроаппарата возрастают с уменьшением H_p и $\frac{H_p}{H_{д.н}}$ при постоянных значениях

$\frac{d}{D}$, $\frac{T}{Ж}$ и $\frac{Q_p}{Q_m}$.

2. Значения к. п. д. возрастают с увеличением $\frac{d}{D}$ до отношения $\frac{1}{3} \div \frac{1}{4}$; при дальнейшем увеличении этого отношения к. п. д. падает (d — диаметр сопла гидроаппарата, D — диаметр горловины диффузора).

3. Значения к. п. д. возрастают с увеличением концентрации пульпы $\frac{T}{Ж} = 1:10 \div 1:12$ (в пределах, достигнутых при опытах).

4. Производительность гидроаппарата получена: по пульпе до 550 м³/час и по сухой массе до 30 т/час.

5. Нормальная работа гидроаппарата обычно протекает при средних значениях $\frac{H_p}{H_{д.н}} = 12 \div 14$ и $\frac{Q_p}{Q_m}$ от 0,85 до 1,0.

6. Наименьший удельный расход энергии соответствует наименьшему рабочему напору на гидроаппарат и наименьшему удельному расходу воды.

Длина шлакопровода, м	$\frac{H_p^*}{H_{д.п}}$	К. п. д.*, %	Геодезическая высота подь- ема пульпы, м	H_p , мм вод. ст.	Удельный расход воды, м ³ /т	Удельный расход электроэнергии, квтч/т
4055	$\frac{16,45-9,10}{12,73}$	$\frac{16,15-1,07}{6,01}$	17,5	560**	10,7	36,95
550	$\frac{21,7-9,65}{14,7}$	$\frac{16,1-3,3}{9,02}$	6,07	300***	13,7	28,8
2613	$\frac{15,7-10,98}{13,3}$	$\frac{15,65-4,5}{8,95}$	9,57	693***	20—24	73,4—80

* В числителе указаны наибольшие и наименьшие значения, в знаменателе — средние.

** Минимальный.

*** Максимальный.

На основании пп. 1—6 рекомендуется:

7. Для уменьшения удельных расходов воды на удаление 1 т очаговых остатков в первую очередь следует понижать удельные расходы воды на безнапорный транспорт. Для уменьшения рабочего напора перед соплом гидроаппарата необходимо уменьшать сопротивления шлакопровода.

8. При проектировании следует принимать от 10 до 12 м³ воды на удаление 1 т очаговых остатков.

9. Отношение расходов воды $\frac{Q_p}{Q_m}$ можно принять в среднем от 0,85 до 1,0.

10. Сопротивления шлакопровода $H_{д.п}$ при движении пульпы со скоростью от 1,12 до 2,0 м/сек получены в два раза больше расчетных по воде при концентрации 1:10 ÷ 1:12 (по весу).

11. Рабочий напор перед соплом гидроаппарата можно принять от 10 до 12 $H_{д.п}$.

На одной из станций были проведены опыты по определению абразивного износа стенок первого элемента диффузора. Опыты проводились с чугунными и стальными диффузорами различной профили (ребристый и гладкостенный) и при разных диаметрах сопла гидроаппарата $d = 23, 25$ и 28 мм.

В табл. 4 приведены результаты наблюдений за абразивным износом стенок диффузора.

На основании данных таблицы и проведенных опытов и наблюдений на электростанциях можно сделать следующие выводы:

1. Износ стенок чугунных диффузоров происходит значительно быстрее стальных.

2. Абразивный износ стенок зависит от диаметра рабочего сопла: с увеличением диаметра сопла увеличивается износ горловины диффузора.

3. Чугунный диффузор (I элемент) работает в течение 2—3 суток.

4. Чугунный диффузор (II элемент) работает в течение 4—5 суток.

5. Длительность работы стального гладкостенного диффузора с диаметром горловины 60 ÷ 70 мм может быть доведена до 10—12 суток.

6. Абразивный суточный износ стенок чугун-

Таблица 4

Диффузор	Диаметр сопла, мм	Продолжи- тельность ра- боты, сутки	Г'знос, мм	
Чугунный ребристый	23	1	44	
		2	74	
	25	1	44	
		2	77	
		3	85	
		4	92	
	28	1	44	
		2	82	
		3	93	
	Стальной гладкостенный	28	1	75
			2	79
			3	84
4			88	
5			93	

ного диффузора в среднем от 8 до 10 мм, износ стенок стального диффузора за сутки от 4 до 5 мм.

7. Рабочее сопло гидроаппарата работает примерно 25—30 дней.

Как известно, диффузор гидроаппарата служит для преобразования кинетической энергии в потенциальную. При напоре 60 ÷ 70 ат скорость истечения воды из сопла гидроаппарата $d = 25$ мм равна 110 ÷ 120 м/сек и выравнивание скоростей сразу же за диффузором не происходит из-за короткого прямого участка шлакопровода за гидроаппаратом (обычно проектируют эти участки от 2,5 до 5,0 м). Доказательством служат манометры, установленные на шлакопроводах в пределах котельных; эти манометры работают с очень большой амплитудой колебания стрелки. Для полного выравнивания скоростей за задвижкой, открытой на величину 0,2 полного открытия, в трубопроводе требуется расстояние 80 D. По аналогии с этим, видимо, следует считать, что за гидроаппаратом необходим прямой участок порядка 80 D, где D — диаметр шлакопровода.

Регулирование гидравлического режима магистральных тепловых сетей¹

Инж. П. М. Брик

Целью регулирования гидравлического режима водяных тепловых сетей является обеспечение при любых эксплуатационных режимах следующих условий:

1. Напор в сети на вводе у каждого потребителя должен быть достаточен для нормальной работы местной системы.

2. Давление в обратных трубопроводах сети на вводе у каждого потребителя должно быть достаточно для залива верхних точек местных систем.

3. Давление в обратном трубопроводе сети в точках присоединения местных систем не должно превышать допустимой для этих систем величины.

4. Ни в одной точке сети давление не должно быть ниже давления вскипания, соответствующего максимальной температуре в этой точке.

5. Давление во всасывающих патрубках сетевых и перекачивающих насосов не должно быть меньше допустимого.

Оснащение местных систем отопления и горячего водоснабжения автоматической аппаратурой, регулирующей режим работы этих систем, вызвало переход тепловых сетей на работу с переменной величиной циркуляции воды. Поэтому перечисленные условия должны быть соблюдены при любой величине циркуляции воды в сети — в пределах от максимальной (расчетной) и до нулевой (статической).

Эта цель, как известно, может быть проще всего достигнута путем обеспечения постоянства заданного давления в так называемых «нейтральных» точках сети — при том неперменном условии, что выбор количества и расположения нейтральных точек был при проектировании произведен правильно.

Отсюда следует, что при разработке методики регулирования гидравлического режима какой-либо сети вопрос о нейтральных точках является основным. К сожалению, этим важнейшим вопросом проектные организации до сего времени пренебрегают, хотя практика уже давно показала, что современные мощные сети нельзя эксплуатировать без его правильного разрешения.

¹ На основе доклада на Всесоюзном научно-техническом совещании по эксплуатации городских и промышленных тепловых сетей, созванном МОНИТОЭ (Москва, январь 1951 г.).

Поддерживать заданное давление регулированием величины подпитки можно только в одной точке сети — в так называемой «основной нейтральной точке». Поэтому в тех случаях, когда сеть вынуждена работать с несколькими нейтральными точками, поддержание заданного давления в дополнительных нейтральных точках производится путем изменения гидравлических характеристик отдельных участков сети с помощью регулирующих устройств, установленных на магистральных трубопроводах.

Ввиду этого, с точки зрения методики регулирования гидравлического режима, все тепловые

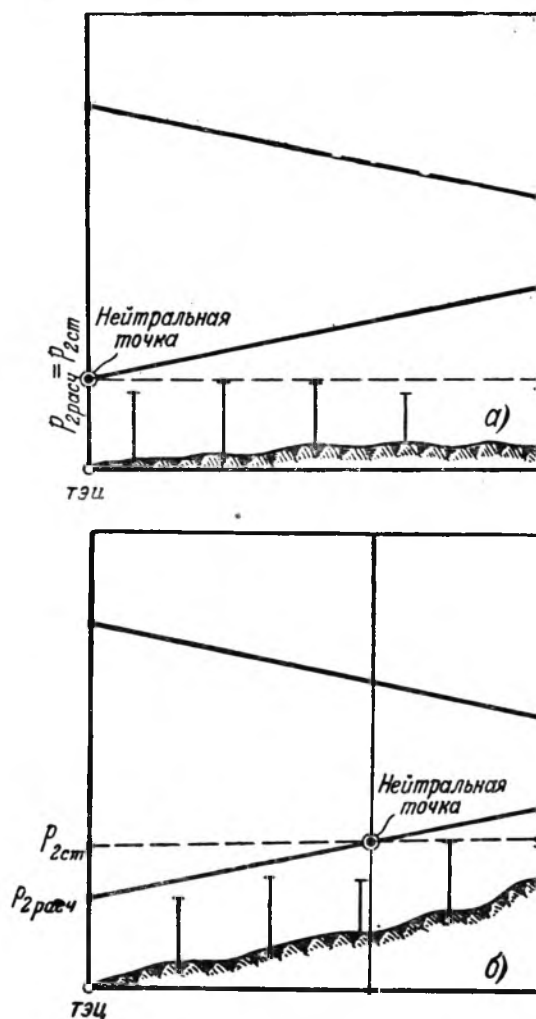


Рис. 1. График давления в сети с расположением нейтральной точки на обратном коллекторе тэц (а) и на магистрали (б).

сети можно подразделить на две основные группы, а именно: 1) работающие с одной нейтральной точкой и 2) работающие с одной основной нейтральной точкой и одной или несколькими дополнительными нейтральными точками.

Сети как первой, так и второй групп в свою очередь подразделяются по расположению основной нейтральной точки на две подгруппы: а) с расположением точки на обратном коллекторе тэц (рис. 1,а) и б) с расположением точки на обратном трубопроводе магистрали, где-либо вне тэц (рис. 1,б).

Что же касается классификации сетей второй группы по расположению дополнительных нейтральных точек, то таких подгрупп, ввиду разнообразия условий, в которых находятся тепловые сети, может быть очень большое количество. Наиболее характерными являются следующие:

1. Сеть работает с двумя нейтральными точками: одна — на обратном коллекторе, другая — на магистрали (рис. 2). Такое расположение нейтральных точек будет иметь место в тех случаях, когда сеть

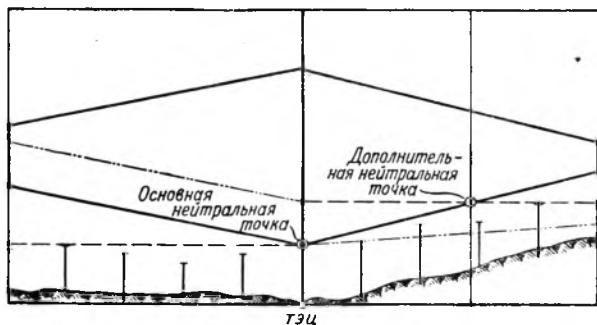


Рис. 2. График давления в сети с расположением дополнительной нейтральной точки на одной из магистралей.

состоит из двух магистралей, присоединенных к коллекторам тэц, причем одна магистраль проложена по горизонтальной местности, а другая — по местности, идущей с подъемом от тэц. Такой профиль сети дает возможность расположить нейтральную точку первой магистрали на обратном коллекторе, но требует отдельной нейтральной точки для второй магистрали. В самом деле, как видно из рисунка, если принять для этой сети лишь одну нейтральную точку и расположить ее на обратном коллекторе тэц, то при отключении значительной части погребителей второй магистрали давление в обратном трубопроводе у конечных потребителей этой магистрали упадет ниже допустимого. Если же расположить нейтральную точку где-либо на второй магистрали, то при отключении значительной части присоединенных к ней потребителей давление в конечной точке обратного трубопровода первой магистрали поднимется выше допустимого.

2. Сеть работает с несколькими дополнительными точками, размещенными на магистралях (рис. 3). Такое расположение нейтральных точек будет иметь место в том случае, когда все магистрали, присоединенные к коллекторам, проложены по местности, имеющей подъем от тэц.

3. В сети имеются магистрали, работающие с несколькими нейтральными точками (рис. 4). Такое расположение

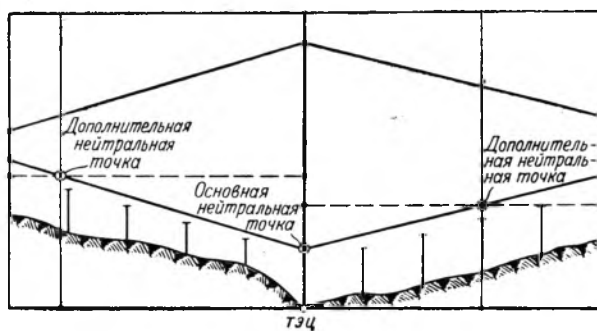


Рис. 3. График давления в сети с расположением дополнительных нейтральных точек на каждой магистрали.

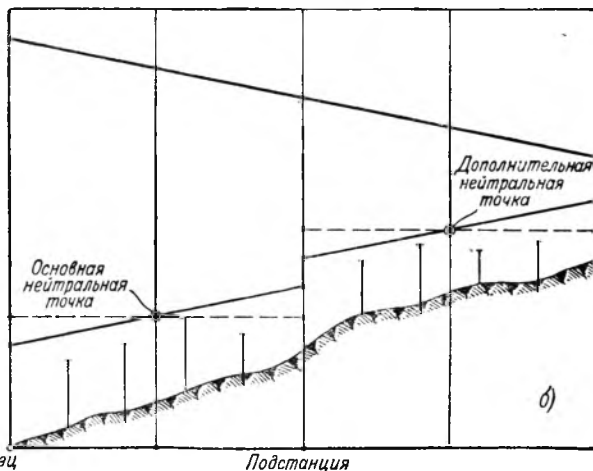
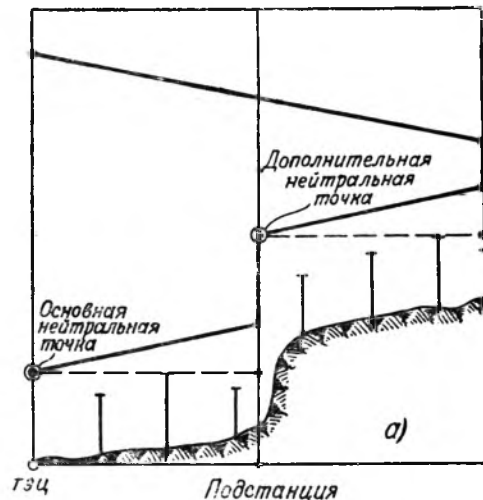


Рис. 4. График давления в сети с магистралями, работающими с несколькими нейтральными точками. а — дополнительная нейтральная точка расположена на дросселирующей подстанции; б — основная и дополнительная нейтральные точки расположены на разных зонах магистрали.

будет иметь место в тех случаях, когда разность отметок конечных и головных участков сети столь велика, что при малой величине циркуляции воды величина давления у головных потребителей превосходит допустимую. Магистраль разделяется подстанцией на две зоны — верхнюю и нижнюю, работающие каждая со своей добавочной нейтральной точкой. В зависимости от местных условий эти точки могут располагаться или на обратных коллекторах тэц или подстанций, или где-либо на обратном трубопроводе магистрали.

4. В сети имеются магистрали, работающие с дополнительными

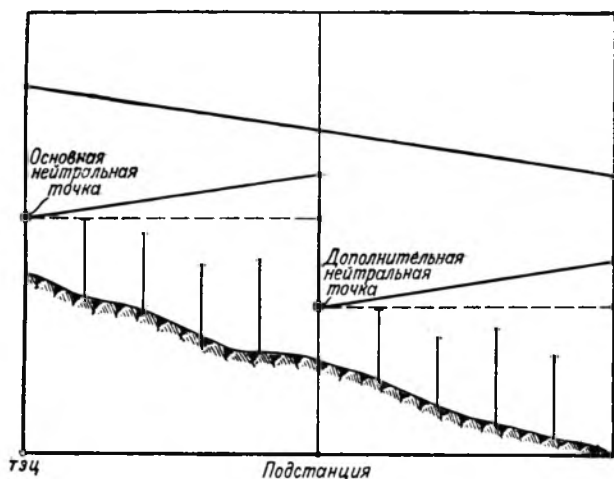


Рис. 5. График давления в сети с расположением дополнительной нейтральной точки на перекачивающей подстанции.

нейтральными точками, которые расположены на всасывающих патрубках перекачивающих насосов (рис. 5). Такое расположение точек будет иметь место в тех случаях, когда профиль местности, по которой проложена магистраль, столь значительно понижается от головного к конечному участку, что давление у конечных потребителей превышает допустимое. Такое положение вынуждает разделить магистраль на две зоны перекачивающей подстанцией. Каждая из этих зон работает со своей нейтральной точкой. Нейтральная точка верхней зоны обычно располагается на обратном коллекторе тэц и является основной для всей сети. Нейтральная точка нижней зоны располагается на всасывающем коллекторе насосов подстанции.

Регулирующие устройства, поддерживающие заданное давление в нейтральных точках, по своему назначению делятся на две группы: 1) поддерживающие заданное давление в основных нейтральных точках и 2) поддерживающие заданное давление в дополнительных нейтральных точках.

Устройства первой группы действуют путем регулирования величины подпитки сети, а устройства второй группы — путем регулирования величины проводимости обратного трубопровода магистрали.

С точки зрения принципа регулирования устройства первой группы являются регуляторами давления «после себя» (регуляторами притока), а второй — регуляторами давления «до себя» (регуляторами стока).

Кроме этого деления, все регулирующие устройства, с точки зрения расположения, разделяются на два типа: 1) установленные в непосредственной близости от нейтральной точки (что дает возможность совместить точку отбора импульса с нейтральной) и 2) установленные на значительном расстоянии от нейтральной точки (что исключает возможность совмещения точки отбора импульса с нейтральной).

Типичным примером схемы регулирования с применением устройств первой группы является

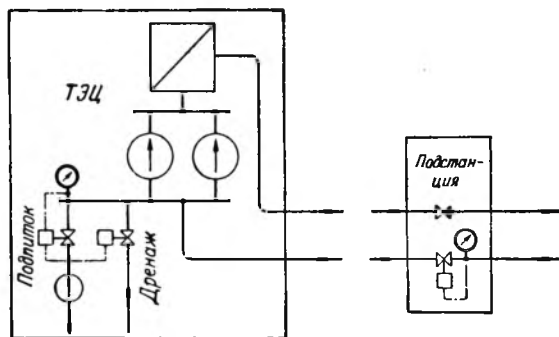


Рис. 6. Схема регулирования и защиты при расположении дополнительной нейтральной точки на дросселирующей подстанции.

схема, изображенная на рис. 6, которая применяется при расположении нейтральных точек по рис. 4,а. По этой схеме поддержание заданного давления в основной нейтральной точке, расположенной на обратном коллекторе тэц, осуществляется регулятором давления «после себя», исполнительный орган которого установлен на подпиточной линии.

Поддержание заданного давления в дополнительной нейтральной точке, расположенной на обратном трубопроводе головного участка верхней зоны, осуществляется регулятором давления «до себя», исполнительный орган которого установлен на обратном трубопроводе магистрали на стыке между верхней и нижней зонами.

Типичным примером схемы регулирования с применением устройств второй группы является

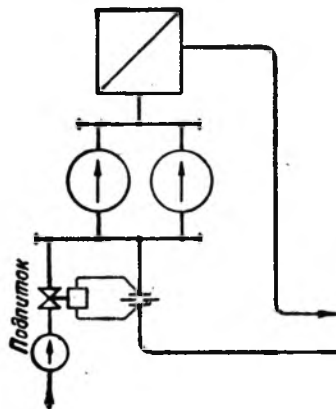


Рис. 7. Схема регулирования при расположении основной нейтральной точки на магистрали.

ся схема, изображенная на рис. 7, которая применяется при расположении нейтральной точки по рис. 1,б. В этой схеме использовано то обстоятельство, что разность давлений в двух определенных точках данного трубопровода зависит только от количества протекающей по нему воды.

Основываясь на этом, поддержание заданного давления осуществляют двухимпульсным регулятором давления «после себя», релейное устройство которого чувствительно не только к абсолютной величине давления в точке отбора импульса, но и к разности давлений до и после дроссельной шайбы, установленной на обратном трубопроводе магистрали.

Схема регулирования для дополнительных нейтральных точек, расположенных вне тэц или

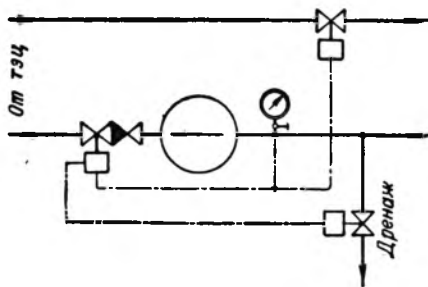


Рис. 8. Схема регулирования и защиты при расположении дополнительной нейтральной точки на перекачивающей подстанции.

подстанции (рис. 2, 3 и 4,б), аналогична описанной выше. Разница заключается лишь в том, что в этом случае регулирование осуществляется двухимпульсными регуляторами давления «до себя».

Приведенные схемы регулирования обеспечивают нормальную работу всей сети (включая потребителей) при любом эксплуатационном режиме. Однако при наличии в сети двух зон остановка сетевых и подкачивающих насосов приводит к недопустимому повышению давления у потребителей. Для защиты от этого устанавливаются следующие устройства:

В сетях с повышающимся от тэц профилем местности (рис. 3 и 4) на подстанции на подающем трубопроводе устанавливаются обратные клапаны (рис. 6), которые при остановке сетевых насосов не дают воде в подающих трубопроводах верхней зоны перетекать в нижнюю.

В сетях с понижающимся от тэц профилем (рис. 5) обратный клапан устанавливается на напорном патрубке подкачивающих насосов (рис. 8). На подающем трубопроводе устанавливается запорное приспособление, которое закрывается при повышении давления в нейтральной точке выше заданного.

Так как все запорные органы неизбежно в большей или меньшей степени пропускают воду, то, кроме перечисленных защитных устройств, в

нижних точках сети устанавливаются дренажные устройства, удаляющие из сети воду, просачивающуюся через неплотности.

Для осуществления приведенных схем ОРГРЭС разработаны регуляторы непрямого действия с гидравлическим приводом.

В качестве исполнительных органов этих регуляторов использованы двухседельные клапаны с мембранным гидроприводом, разработанные совместно ОРГРЭС и ЦКБА Главмалита ММП. Релейным устройством этих регуляторов является следующая аппаратура:

1. Реле давления типа РДПС-4. Это реле используется для регулирования подпитки (регулирование давления «после себя») в том случае, когда основная нейтральная точка расположена на коллекторе тэц, и для защиты нижней зоны при снижающемся профиле местности.

2. Одноимпульсное универсальное реле давления типа УРД-А1. Это реле используется в тех же случаях, что и реле типа РДПС-4, и для поддержания заданного давления в дополнительной нейтральной точке, если она расположена вблизи обратного коллектора тэц или подстанции. В последнем случае реле собирается для работы «до себя».

3. Двухимпульсное универсальное реле давления типа УРД-2И-А1. Это реле используется для поддержания заданного давления в основной и дополнительной нейтральных точках в том случае, если они размещены на магистралях.

4. Реле давления типа ПГРФ-1. Это реле используется для регулирования дренажа воды из сети.

Вся перечисленная аппаратура и большинство схем были проверены в эксплуатационных условиях на тепловых сетях гг. Москвы и Киева и показали хорошую и надежную работу. В настоящее время на заводах Министерства машиностроения и приборостроения организуется серийное ее производство.

Выбор рациональной конструкции подвижных опор тепловых сетей

Инж. С. Е. Захаренко

Выбору конструкции подвижных опор при проектировании тепловых сетей не уделяется должного внимания. В качестве наиболее совершенной принята скользящая опора. Роликовая опора, которая применялась в широких масштабах в начале развития теплофикации, в настоящее время не применяется. В последние годы также редко применяются совершенные конструкции катковых опор.

Между тем для изготовления скользящих опор требуется много металла и, кроме того, их применение вызывает большие затраты на соору-

жение громоздких неподвижных опор и камер, число которых составляет в среднем 14 на 1 км трассы.

Принятые проектными организациями типовые камеры площадью от 2×2 до 4×6 м² рассчитаны на горизонтальные усилия от 25 до 70 т и требуют на свое устройство больших количеств металла, цемента и кирпича.

Расход металла на устройство скользящих опор на 1 км трассы двухтрубной тепломагистрали приведен в табл. 1.

Таблица 1
Расход металла на скользящие опоры двухтрубной тепломагистрали

$d_y, \text{мм}$	Расстояние между опорами, м	Количество опор на 1 км трассы	Вес одной опоры, кг	Вес опор на 1 км трассы, кг
400	9	222	11,1	2 464
450	10	200	15,4	3 080
500	10	200	18,1	3 620
600	11	180	22,9	4 122

Расход материалов на неподвижные опоры магистральных тепловых сетей (7 опор на 1 км трассы) наиболее употребляемых диаметров в зависимости от горизонтальных усилий, на которые они рассчитаны, приведен в табл. 2 и 3.

Таблица 2
Расход основных материалов на щитовые опоры в непроходных каналах

$d_y, \text{мм}$	Горизонтальные усилия на опору, т	Расход на 1 опору			Расход на 1 км трассы		
		арматурной стали, кг	бетона, м ³	листового металла, кг	арматурной стали, кг	бетона, м ³	листового металла, кг
400	23	110	1,45	108,0	770	10,15	756
450	23	110	1,45	130,7	770	10,15	915
500	23	110	1,45	194,3	770	10,15	1360
600	26	120	2,00	208,3	840	14,00	1458

Таблица 3
Расход основных материалов на тавровые железобетонные неподвижные опоры в непроходных каналах

$d_y, \text{мм}$	Горизонтальные усилия, т	Расход на 1 опору			Расход на 1 км трассы		
		арматурной стали, кг	бетона, м ³	листового металла, кг	арматурной стали, кг	бетона, м ³	листового металла, кг
400	56	664,0	7,6	108,0	4 648	53,2	756
450	69	768,8	12,7	130,7	5 382	88,9	915
500	50	682,7	7,2	194,3	4 779	50,4	1 360
600	72	902,6	13,9	208,3	6 318	97,3	1 458
500	84	1064,2	27,1	194,3	7 449	189,7	1 360
600	120	1134,8	34,5	208,3	7 944	241,5	1 458

Из данных табл. 2 и 3 видно, что увеличение горизонтальных усилий на неподвижные опоры труб диаметром 600 мм с 26 до 120 т требует увеличения расхода арматурной стали на 7 т и бетона на 227,5 м³ на 1 км трассы и соответственного увеличения объема земляных, опалубочных и других работ.

Не останавливаясь здесь на возможности уменьшения горизонтальных усилий, действующих на неподвижные опоры путем замены неуровновешенных сальниковых компенсаторов типа Мосэнерго уравновешенными, а также уменьшения других действующих внутренних неуровновешенных сил в трубопроводах от закрытых задвижек, изменений диаметров труб, поворотов трассы, рассмотрим лишь величины усилий от трения в опорах.

Данные о величине горизонтальных усилий, действующих на неподвижные опоры от сил тре-

ния при температурных деформациях трубопроводов при прокладке их на скользящих роликовых и катковых опорах, приведены в табл. 4.

Таблица 4
Горизонтальные усилия на неподвижные опоры от сил трения

$d_y, \text{мм}$	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки трубы, мм	Толщина изоляции подложной трубы, мм	Вес 1 пог. м, кг				Осевые усилия, т, при опорах		
					трубы	воды	изоляция	всего	скользящих	роликовых	катковых
250	273	255	9	65	53	50	25	128	3,8	0,96	0,02
300	325	305	10	65	78	70	50	198	5,2	1,48	0,04
350	377	357	10	65	90	100	55	245	7,4	1,84	0,04
400	426	404	11	75	113	125	65	303	9,1	2,28	0,05
450	476	454	11	75	126	160	70	356	10,7	2,66	0,05
500	529	507	11	75	140	210	80	430	12,9	3,23	0,06
600	631	609	11	75	168	290	90	548	16,4	4,11	0,07
700	720	696	12	75	214	385	95	694	20,8	5,21	0,09

Для определения величины осевых усилий расстояния между неподвижными опорами приняты равными 75 м.

Величины осевых усилий, действующих на неподвижные опоры от трения подвижных опор, определены по следующим формулам:

для скользящих опор

$$N = \mu Q \text{ кг,}$$

где N — осевое усилие от силы трения, кг;

Q — вертикальная нагрузка на подвижные опоры, кг;

μ — коэффициент трения от скольжения для стали по стали, равный 0,4, учитывая большое удельное давление на опору (для трубы диаметром 600 мм — 251 кг/см²);

для роликовых опор

$$N = \mu \frac{d}{D} Q \text{ кг,}$$

где d — диаметр цапфы ролика, см;

D — диаметр ролика, см;

для катковых опор

$$N = \frac{2f}{D} Q \text{ кг,}$$

где f — коэффициент трения качения, равный для стали по стали 0,005.

Наиболее простыми являются скользящие опоры, которые изготавливаются путем резки и сварки металла и не требуют сложной обработки (рис. 1). Однако эти опоры тяжеловесны и недопустимы к применению из-за чрезвычайно больших осевых усилий от трения в опорах при тепловой деформации трубопроводов.

Роликовые и катковые опоры (рис. 2 и 3) требуют еще больше металла, чем скользящие, и, кроме того, нуждаются в сложной токарной обработке цапф, роликов, катков, шеек роликов и катков. Однако, как видно из табл. 4, величины горизонтальных усилий, действующих в трубопроводе при применении роликовых и особенно катковых опор, гораздо меньше, чем при применении скользящих опор. Катковые опоры применяются при прокладке трубопроводов в непроходных каналах. Применение их в непроходных каналах не получило распространения ввиду то-

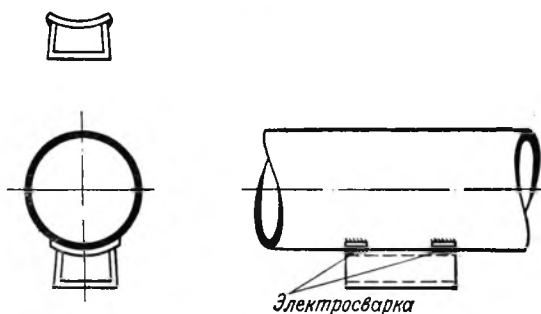


Рис. 1. Скользящая опора.

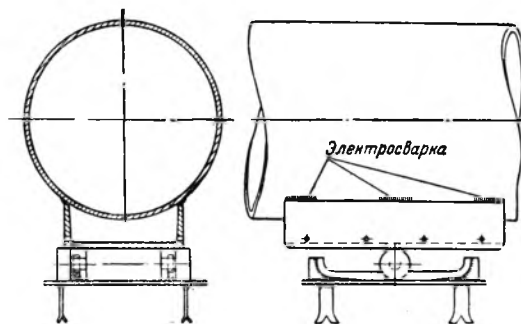


Рис. 3. Катковая опора.

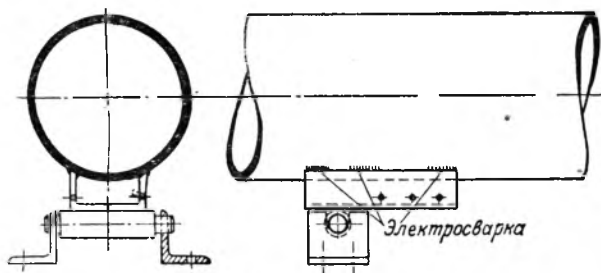


Рис. 2. Роликовая опора.

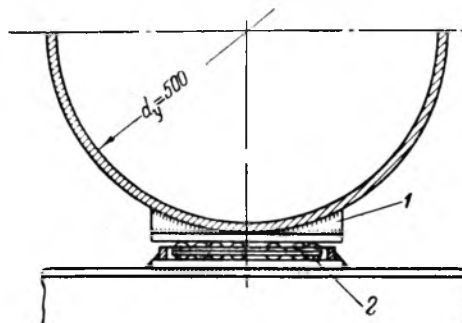


Рис. 4. Шариковая опора.

1 — косынка (б — 8 мм); 2 — шарик диаметром 20 мм (15 шт.).

го, что при производстве строительных и изоляционных работ вследствие загрязнения поверхности опор строительным мусором трудно создать условия чистоты поверхности качения катков по металлической площадке. В результате катковые опоры превращаются в скользящие, что вызывает необходимость внести соответствующие поправки в расчеты горизонтальных усилий, действующих на неподвижные опоры.

Наиболее совершенной конструкцией подвижной опоры является шариковая, при которой можно было бы в расчетах пренебречь значением осевых усилий от трения трубопроводов ввиду их чрезвычайно малой величины. Шариковые опоры (рис. 4) применялись при прокладке теплопроводов под мостом в целях уменьшения усилий на неподвижную опору, заделанную в конструкцию моста. Однако эта конструкция из-за сложности ее изготовления может быть применена в исключительно редких случаях.

Для прокладки тепловых сетей в проходных, полупроходных, непроходных каналах можно рекомендовать конструкцию подвижной двухшариковой опоры по рис. 5, которая в изготовлении проста и требует мало металла¹. Вес опоры для трубы $d_т = 500$ мм составляет 4 кг.

Расход металла на 1 км трассы труб $d = 500$ мм при двухшариковых опорах составит всего 800 кг, что по сравнению со скользящими

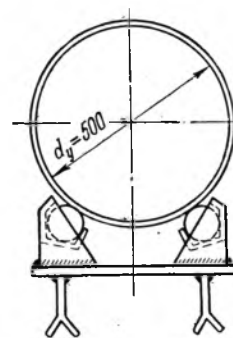


Рис. 5. Двухшариковая опора конструкции С. Е. Захаренко.

опорами дает экономию металла на 1 км трассы 2 420 кг; кроме того, за счет уменьшения осевых усилий, действующих на неподвижные опоры, достигается экономия при трубах диаметром 500 мм — арматурной стали 3 210 кг и бетона 28 м³.

Кроме экономии в стоимости работ за счет сокращения расхода металла на 5 630 кг и бетона на 28 м³ облегчение конструкций подвижных и неподвижных опор создает лучшие условия эксплуатации тепловых сетей.

Двухшариковая опора значительно облегчает условия монтажа труб, исключая необходимость в роликах для поворота труб при сварке и катках для продольного перемещения труб во время монтажа.

¹ Конструкция требует проверки. Она будет отвечать своему назначению, если шарики будут действительно катиться, а не скользить. Кроме того, эта конструкция не может применяться при подвесной тепловой изоляции. Ред.

Сборный железобетонный фундамент для линий электропередачи¹

Инж. Н. Н. Тавхелидзе

При сооружении линий электропередачи на металлических опорах самым трудоемким и сложным является устройство бетонных фундаментов, так как при этом требуется подвозка гравия, цемента, песка и воды. Эта сложность еще в большей степени выявляется в труднодоступных и безводных районах.

Разработанная автором данной статьи новая конструкция сборного железобетонного фундамента промежуточных опор (рис. 1) состоит из трех частей: основной железобетонной ноги с заделанной угловой сталью (разного сечения, в зависимости от усилий на опоре) и двух ригелей из железобетона, которые закладываются в промежутке основной ноги и между собой крепятся двумя сквозными болтами.

Конструкции выполняются заводским способом в массовом количестве, причем основная нога из железобетона длиной около 2 м, весом 150—160 кг и железобетонные ригели длиной 1 м, сечением $0,15 \times 0,15 \text{ м}^2$, весом ~ 55 кг изготавливаются в виде отдельных деталей. Эти части

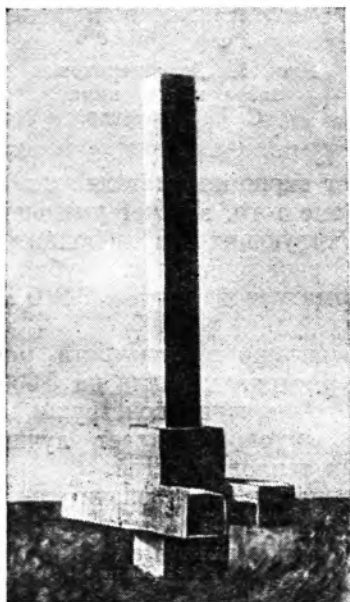


Рис. 1. Общий вид сборного железобетонного фундамента для промежуточных опор линий электропередачи.

развозятся по линии и закладываются в заранее выкопанные котлованы, с креплением ригелей в котловане, засыпаются землей и утрамбовываются.

Проведенные расчеты показали, что изготовленные по предложенной конструкции фундаменты имеют достаточную устойчивость. Преимущество этой конструкции перед существующими очевидно; оно дает экономию в материалах и в денежных затратах. Транспортировку отдельных элементов можно произвести любым видом транспорта на линию, подтаскивание и укладку в котлован легко осуществить с помощью автомобильного крана, а в отсутствии его силами двух-трех рабочих без применения подъемного механизма.

Были произведены статические расчеты отдельных элементов сборного железобетонного фундамента, на основании которых определились их размеры (рис. 2), после чего детали фундамента для двух ног были изготовлены в испытательной лаборатории ТНИСГЭИ.

Один из фундаментов подвергся испытанию на горизонтальную нагрузку, достигающую до 650 кг (расчетная горизонтальная нагрузка 300 кг). При испытании были установлены следующие величины горизонтальных перемещений при разных нагрузках:

Нагрузка, кг	Горизонтальное перемещение, мм
0	0
100	0,08
200	0,18
300	0,36
400	0,68
500	0,90
600	1,00
650	1,02

Таким образом, даже при максимальной нагрузке 650 кг горизонтальное перемещение фундамента составило всего 1,02 мм.

Затем начались испытания обоих фундаментов, при которых один из них работал на выдерживание, а другой на сжатие (см. таблицу). При достижении вырывающей нагрузки 4 680 кг (что соответствует расчетной нагрузке с учетом коэффициента — 1,5) вертикальное перемещение фун-

¹ См. «Электрические станции», 1951, № 8.

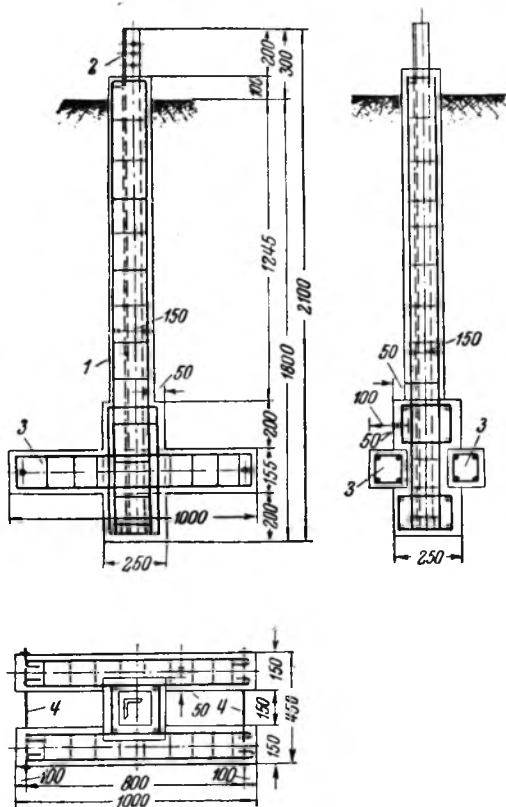


Рис. 2. Новая железобетонная конструкция фундамента для промежуточных опор линий электропередачи.

1 — основная железобетонная нога; 2 — уголок 80 × 80 × 8; 3 — железобетонный ригель; 4 — болт диаметром 19 мм.

фундамента, работающего на выдергивание, достигло 0,86 мм, а при достижении сжимающей нагрузки 3042 кг осадка фундамента равнялась 1,66 мм.

Вырывающая нагрузка, кг	Вертикальное перемещение фундамента, мм	Сжимающая нагрузка, кг	Осадка фундамента, мм
0	0	0	0
2 808	0,11	1 404	0,10
3 744	0,26	1 872	0,26
4 680	0,86	2 340	0,42
6 084	5,66	3 042	1,66

При принятой схеме дальнейшее испытание фундаментов в одно и то же время и на вырывание и на сжатие осуществить было невозможно. Поэтому оно продолжалось только на выдергивание.

При нагрузке 9 800 кг на поверхности грунта вокруг железобетонной стойки появились трещины. После этого нагрузка была доведена до 11 200 кг, что является критической, и испытание было прекращено.

По вскрытию котлована фундамент был вынут и тщательно осмотрен. Каких-либо повреждений (трещин, облома углов, признаков нарушения сцепления и т. д.) осмотром не обнаружено. Таким образом, экспериментальные исследования подтвердили теоретические расчеты.

Выводы

1. Несмотря на значительное превышение приложенных нагрузок над расчетными, при которых горизонтальное и вертикальное перемещение фундамента исчисляются в долях миллиметра, никаких повреждений элементов фундамента не было обнаружено, что подтверждает надежность сцепления уголка с бетоном и работы фундамента в целом.

2. Выбранная конструкция дает возможность расширить ее применение для других типов опор и в первую очередь для анкерных. В этом случае потребуется небольшое увеличение основных размеров конструкции, принятой для промежуточных опор.

3. Наружная контурная армировка всех элементов обеспечивает безопасность транспортировки отдельных частей фундамента.

4. Предложенная конструкция фундамента ускоряет строительство линий электропередачи. Обеспечивается получение качественного бетона заводским способом.

5. Перечисленные выше преимущества сборных железобетонных фундаментов балочного типа имеют особое значение для линий электропередачи, сооружаемых в горных и безводных районах.

6. Предложенная конструкция фундаментов позволяет, в отличие от монолитных бетонных фундаментов, осуществлять их изготовление и установку в любое время года.

ОТ РЕДАКЦИИ

Редакция обращается к работникам проектных и монтажных организаций с просьбой сообщить свое мнение о предложенной инж. Тавхелидзе конструкции сборного железобетонного фундамента и о целесообразности его применения для широкобазисных опор на линиях электропередачи 110 кв.

Включение дифференциально-фазной высокочастотной защиты с приемо-передатчиками типа ПВЗ

Канд. техн. наук Г. В. Микуцкий

Приемо-передатчики типа ПВЗ серии 1948—1949 гг. и первых месяцев 1950 г. предназначены для работы с фильтровой направленной высокочастотной защитой. Дифференциально-фазная защита¹ обладает некоторой спецификой в отношении использования этих приемо-передатчиков. Не останавливаясь на принципе работы дифференциально-фазной защиты в целом, рассмотрим особенности работы высокочастотных аппаратов этой защиты. Они сводятся к следующему:

1. Передатчик запускается при любом виде короткого замыкания (как в зоне, так и вне зоны) на все время действия защиты. При запущенном передатчике высокая частота посылается в линию непрерывно, а импульсами. Продолжительность импульса равна примерно продолжительности паузы и составляет 10—11 мксек (0,5 периода промышленной частоты). Манипуляция производится напряжением промышленной частоты с выхода фильтра симметричных составляющих.

2. Выходная лампа приемника нормально открыта и запирается принимаемым высокочастотным сигналом при работе любого из передатчиков.

В связи с внедрением дифференциально-фазной защиты в эксплуатацию на заводе, выпускающем приемо-передатчики типа ПВЗ, была проведена в 1950 г. их модернизация и введено в схему манипуляторное устройство, необходимое для работы с дифференциально-фазной защитой. В случае необходимости использования с дифференциально-фазной защитой приемо-передатчиков старых выпусков манипуляторное устройство должно быть добавлено в схему на месте.

¹ Г. И. Атабеков, Е. Д. Сапир и И. И. Соловьев, Дифференциально-фазная высокочастотная защита ЦНИЭЛ, «Электричество», 1949, № 9.

Манипуляторное устройство

Подключение к схеме приемо-передатчика типа ПВЗ устройства для осуществления манипуляции приведено на рис. 1.

Для осуществления манипуляции в схему добавляется лампа L_{10} (пентод), конденсаторы C_{20} и C_{19} и сопротивление R_{11} . L_1 является лампой задающего генератора, имеющегося в передатчике.

Манипуляция осуществляется на экранную сетку лампы L_1 . Падение напряжения на внутреннем сопротивлении манипуляторной лампы L_{10} создает положительное напряжение на экранной сетке лампы L_1 . На катод лампы L_1 подано

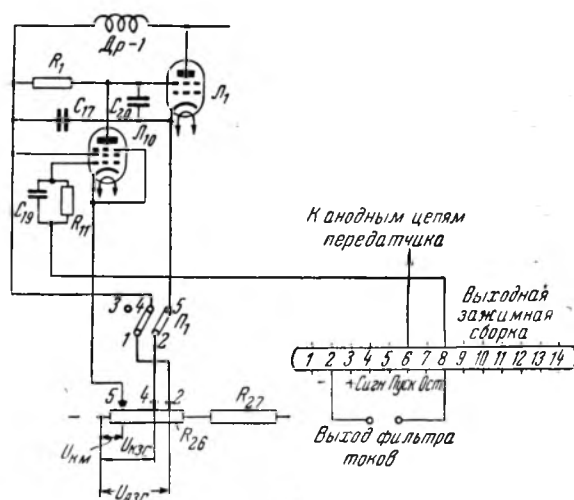


Рис. 1. Принципиальная схема манипуляции.

положительное напряжение $U_{кзг}$, большее напряжения на аноде лампы L_{10} , когда эта лампа открыта.

Таким образом, когда лампа L_{10} открыта, результирующее напряжение на экранной сетке лампы L_1 по отношению к катоду отрицательно, и лампа L_1 заперта, передатчик остановлен.

Если лампа L_{10} заперта, то ее внутреннее сопротивление равно бесконечности и на экран-

ную сетку лампы L_1 подается напряжение через сопротивление R_1 . Результирующее напряжение на экранной сетке лампы L_1 по отношению к катоду становится положительным, лампа L_1 открывается, передатчик работает.

На сетку лампы L_{10} через цепочку C_{19} R_{11} подается напряжение манипуляции с выхода фильтра токов. При отсутствии манипуляции лампа L_{10} заперта небольшим отрицательным смещением. Начальное отрицательное смещение лампы L_{10} получается путем подачи положительного напряжения $U_{к.м}$ на катод этой лампы. Благодаря этому при отсутствии манипуляции лампа L_{10} заперта, и передатчик может работать.

При наличии манипулирующего напряжения передатчик запирается при положительной полуволне и отпирается при отрицательной. Режим схемы следующий:

Напряжение на аноде лампы задающего генератора $U_{азГ} = 60$ в
 Напряжение на катоде лампы задающего генератора $U_{кзГ} = 16$ в
 Напряжение на катоде манипуляторной лампы $U_{к.м} = 2,5$ в

Конденсатор C_{20} служит для заземления экранной сетки лампы задающего генератора по высокой частоте. Кроме того, конденсатор C_{20} несколько суживает импульсы высокой частоты, генерируемые передатчиком при наличии манипуляции. Происходит это оттого, что после запираения лампы L_{10} конденсатор C_{20} заряжается через сопротивление R_1 , благодаря чему положительное напряжение на экранной сетке L_1 появляется с некоторым запозданием.

Сопротивление R_{11} и конденсатор C_{19} , наоборот, приводят к некоторому расширению импульсов высокой частоты передатчика при наличии манипуляции. Положительные полуволны напряжения манипуляции вызывают появление сеточных токов лампы L_{10} . Сеточные токи L_{10} создают на контуре $R_{11}C_{19}$ постоянное падение напряжения, которое является дополнительным отрицательным смещением лампы L_{10} . Величина этого дополнительного напряжения пропорциональна амплитуде напряжения манипуляции. Наличие дополнительного напряжения на контуре $R_{11}C_{19}$ приводит к увеличению периода наличия отрицательного напряжения на сетке лампы L_{10} и уменьшению периода наличия положительного напряжения. Таким образом, за один период манипуляции лампа L_{10} закрыта больше полупериода, что приводит к работе передатчика несколько больше полупериода частоты манипулирующего напряжения.

Изменяя емкость C_{19} , можно в значительных пределах изменять ширину импульсов высокой частоты, отдаваемых передатчиком. При $C_{20} = 30$ тыс. пф, $C_{19} = 400$ пф, $R_{11} = 200$ тыс. ом и $R_1 = 20$ тыс. ом длительность импульсов высокой частоты составляет $185 - 190^\circ$ промышленной частоты, т. е. немногим больше 1 периода. Цепь накала манипуляторной лампы включается последовательно в первую группу цепи накала приемно-передатчика.

Схема приемника

В схемах направленных высокочастотных защит нормально запертая выходная лампа приемника открывается положительным напряжением, появляющимся на нагрузке первой лампы приемника при приеме высокочастотного сигнала. Приемник для дифференциально-фазной защиты должен запирается принимаемым сигналом. Поэтому на нагрузке первой лампы при приеме сигнала должно появляться отрицательное напряжение по отношению к „минусу“ схемы. В первых дифференциально-фазных за-

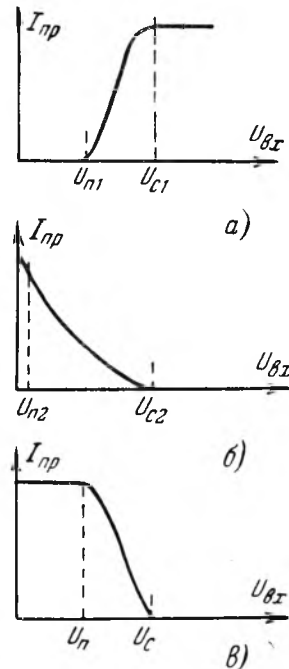


Рис. 2. Амплитудные характеристики приемников.

щитах, включенных в эксплуатацию, на выходную лампу приемника давалось небольшое отрицательное смещение, с помощью которого устанавливался ток покоя этой лампы (около 40 ма).

При приеме высокочастотного сигнала на сетку последней лампы подается отрицательное напряжение с нагрузки первой лампы, и ток последней лампы падает до нуля.

Такое построение схемы приемника приводит к значительному ухудшению амплитудной характеристики приемника дифференциально-фазной защиты по сравнению с приемником для направленных высокочастотных защит.

Амплитудная характеристика правильно построенного приемника направленной защиты показана на рис. 2,а. Характеристика представляет собой зависимость тока приема от напряжения высокой частоты на входе приемо-передатчика. Если напряжение на входе меньше величины U_n , то ток приема остается равным нулю. Эта величина U_n называется порогом чувствительности приемника к помехам. Приемник начинает чувствовать помеху на частоте настройки только в том случае, когда амплитуда помехи выше U_n . Напряжение U_c является минимальной величиной приемного сигнала, при которой ток приема остается равным своему предельному значению („току насыщения“). Чем меньше отношение U_c к U_n , тем лучше приемник отстроен от воздействия помех. Это отношение в правильно настроенных приемниках должно состав-

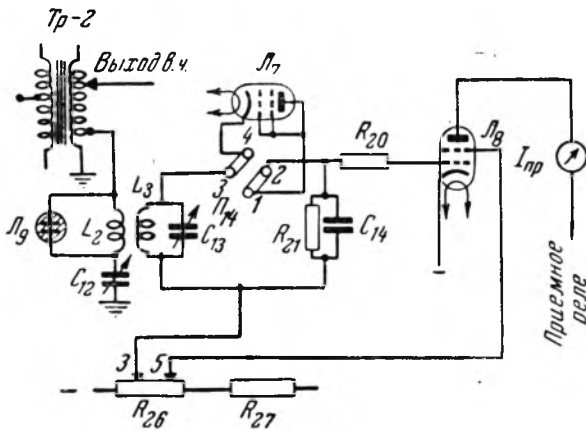


Рис. 3. Схема приемника типа ПВЗ при работе с дифференциально-фазной защитой.

лять 0,6—1,5 неп, а напряжение U_n , выраженное в непах, должно быть в пределах $0 \div +1$ неп.

Амплитудная характеристика описанного приемника дифференциально-фазной защиты показана на рис. 2,б. Благодаря тому, что ток покоя установлен небольшим отрицательным смещением, рабочая точка выходной лампы оказывается на наиболее крутом участке сеточной характеристики этой лампы. Поэтому даже малое напряжение приемного сигнала (или помехи) вызывает уменьшение тока выходной лампы. Отсюда напряжение U_n в таких приемниках значительно меньше, чем у приемников для направленных защит при той же чувствительности по отношению к сигналу. Напряжение U_c одинаково для характеристик рис. 2,а и б ($U_{c1}=U_{c2}$),

в то время как $U_{n2} \ll U_{n1}$. Это приводит к тому, что приемник для дифференциально-фазной защиты оказывается более чувствительным к помехам, чем приемник для направленной защиты.

Этого недостатка можно избежать, несколько видоизменив схему приемника. Для получения нормальной амплитудной характеристики необходимо на сетку последней лампы подать положительное смещение, а ток покоя устанавливать путем изменения напряжения на экранной сетке этой лампы. Амплитудная характеристика настроенного таким образом приемника показана на рис. 2,в. Эта характеристика полностью аналогична амплитудной характеристике приемника для направленной высокочастотной защиты (рис. 2,а).

Схема приемника типа ПВЗ, переделанная для использования с дифференциально-фазной защитой, показана на рис. 3.

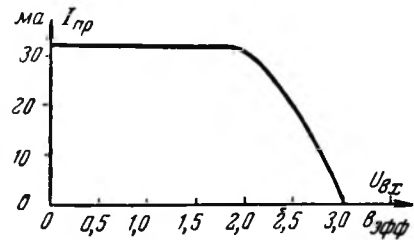


Рис. 4. Амплитудная характеристика, полученная при наладке приемо-передатчика.

Общая точка второго контура и нагрузки лампы $Л_7$ отключается от „минуса“ схемы и подается на движок реостата R_{26} . Экранная сетка лампы $Л_8$ включается на второй движок 5 того же реостата. Режим работы приемника следующий:

- | | |
|--|----------------------------|
| Напряжение положительного смещения | $U_{см} = +16$ в |
| Напряжение на экранной сетке лампы $Л_8$ | $U_э = 35$ в |
| Катод выходной лампы | соединен с „минусом“ схемы |

С первого движка 3 реостата R_{26} на сетку лампы $Л_8$ подается положительное напряжение. Однако между сеткой и катодом этой лампы устанавливается напряжение, близкое к нулю, так как сеточные токи лампы $Л_8$ создают на сопротивлениях R_{20} и R_{21} дополнительное отрицательное смещение, компенсирующее положительное напряжение на сопротивлении R_{26} . При приеме высокочастотного сигнала на нагрузке первой лампы $R_{21}C_{14}$ создается отрицательное напряжение. До тех пор, пока напряжение принимаемого сигнала на цепи $R_{21}C_{14}$ меньше напряжения смещения, напряжение между сеткой и катодом лампы $Л_8$ остается примерно равным

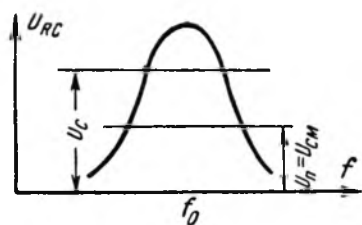


Рис. 5. Резонансная кривая входных контуров.

нулю, и ток лампы \mathcal{L}_8 остается неизменным. Когда напряжение принимаемого сигнала на цепи $R_{21}C_{14}$ будет больше начального смещения, напряжение между сеткой и катодом становится отрицательным и ток приема начинает уменьшаться. Равенство напряжения смещения и напряжения принимаемого сигнала соответствует точке U_n амплитудной характеристики рис. 2, в.

В модернизированных приемо-передатчиках типа ПВЗ данная схема выполнена не полностью: добавлена специальная перемычка Π_{14} для переключения лампы \mathcal{L}_7 , но не предусмотрена возможность подачи на управляющую сетку лампы \mathcal{L}_8 положительного напряжения смещения. Поэтому при включении приемника в схему дифференциально-фазной защиты схема приемника должна быть переделана согласно рис. 2.

Приемо-передатчики типа ПВЗ, переделанные по описанной схеме, установлены с дифференциально-фазной защитой ЦНИЭЛ на линии 110 кВ одной энергосистемы. Амплитудная характеристика, снятая с одного из приемо-передатчиков этой линии, показана на рис. 4.

Выполнение амплитудной характеристики с

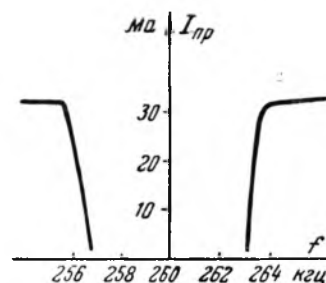


Рис. 6. Характеристика избирательности приемника при уровне сигнала на входе $+2,5 \text{ nep}$.

малым отношением $\frac{U_c}{U_n}$ приводит также к значительному улучшению характеристики избирательности приемника. Кривая избирательности приемных контуров (рис. 5) представляет собой зависимость напряжения на цепи $R_{21}C_{14}$ (U_{RC}) от частоты. На кривой отмечены уровни начала спада анодного тока лампы \mathcal{L}_8 (соответствующие напряжению на входе, равному U_n) и уровень полного пропадания тока лампы \mathcal{L}_8 (соответствует напряжению на входе U_c). Характеристика избирательности, снятая по анодному току последней лампы [$I_a = \varphi(f)$ при $U_{вх} = \text{const}$], будет соответствовать кривой избирательности между линиями U_n и U_c . Экспериментально снятая кривая одного из упомянутых приемо-передатчиков показана на рис. 6.

При снятии кривой избирательности вход приемо-передатчика подключался к измерительному генератору через искусственную линию в $1 \text{ nep } z = 100 \text{ ом}$. Уровень на входе искусственной линии поддерживался равным $+3,5 \text{ nep}$.



Профилактические испытания электродвигателей

Инж. А. А. Тимофеев

До 1949 г. на электростанциях энергосистемы изоляция обмоток электродвигателей 3,15 кв подвергалась профилактическим испытаниям два раза в год не только повышенным напряжением промышленной частоты, но и повышенным выпрямленным напряжением с одновременным измерением токов утечки. Величина испытательного напряжения промышленной частоты при этом равнялась 5 кв_{эф}, а токи утечки измерялись при 3 и 5 кв_{выпр}.

Оценка изоляции двигателей по токам утечки производилась не по абсолютному значению, а по сопоставлению с результатами предыдущих испытаний. За 4 года применения этого метода ни один электродвигатель не был забракован (за исключением нескольких случаев пробоев изоляции), так как токи утечки были весьма малы и обычно не превышали 10 мка. Несмотря на это, имелись случаи, когда электродвигатели, изоляция которых по величине токов утечки находилась в удовлетворительном состоянии, при вводе в эксплуатацию сразу же выходили из работы из-за пробоя корпусной изоляции. Это свидетельствовало о том, что при измерениях токов утечки не выявлялась изоляция, имеющая дефекты.

В 1949 г. служба изоляции энергосистемы отказалась от профилактических испытаний изоляции электродвигателей выпрямленным напряжением и ввела в практику испытаний указатель частичных разрядов (УЧР) и импульсно-мостовую установку¹.

В настоящей статье обобщены результаты почти двухлетнего применения этих приборов на одной электростанции.

Применение указателя частичных разрядов

Как известно, УЧР позволяет определить интенсивность частичных разрядов, возникающих в изоляции оборудования, которое подвергается испытаниям повышенным напряжением, т. е. дает возможность судить о том, как ведет себя изоляция под воздействием напряжения.

В 1949 г. при испытаниях изоляции электродвигателей повышенным напряжением промышленной частоты применялся УЧР, собранный работниками электростанции по однокаскадной схеме усиления. С начала 1950 г. этот прибор был

заменен УЧР с двухкаскадным усилением, изготовленным Высоковольтной лабораторией ОргрЭС.

Для того чтобы иметь сопоставления результатов, полученных при применении однокаскадного УЧР, с результатами, полученными при последующих испытаниях, измерения с помощью УЧР ОргрЭС производились только при положении переключателя чувствительности — П (средняя чувствительность). При применении как однокаскадного, так и двухкаскадного указателя использовался один измерительный прибор — микроамперметр чувствительностью $1^\circ = 1 \text{ мка}$.

Несмотря на то, что идея регистрации частичных разрядов в изоляции с помощью специального прибора и сам прибор разработаны много лет назад, однако до настоящего времени нет четкой методики применения УЧР, а также нет норм оценки изоляции по его показаниям.

Службой изоляции энергосистемы на основании опытных испытаний изоляции электродвигателей с применением УЧР были разработаны специальные указания по его использованию при профилактических испытаниях изоляции, в которых были приняты следующие нормы отбраковки:

1. Двигатели с «удовлетворительной» изоляцией — показания прибора УЧР до 20° *.
2. Двигатели с «неполноценной» изоляцией — показания прибора УЧР от 21° и до 70° .
3. Двигатели с «негодной» изоляцией — показания прибора УЧР от 71° и выше.

Также признается «негодной» изоляция, при испытаниях которой прибор УЧР дает отклонения более 10° при 3 кв_{эф}.

За 10 мес. 1949 и 1950 гг. на электростанции была подвергнута испытаниям повышенным напряжением промышленной частоты с одновременным применением УЧР изоляция обмоток 581 электродвигателя (в это число включены только электродвигатели, изоляция которых выдержала испытания повышенным напряжением и испытания импульсной установкой). По приведенным нормам отбраковки эти электродвигатели распределяются следующим образом (показания УЧР при 5 кв_{эф}):

до 20° (удовлетворительные)	490 шт.	(84,5%)
70° (неполноценные)	35	(6,0%)
100° (негодные)	11	(1,9%)
$>10^\circ$ при 3 кв _{эф} (негодные)	45	(7,6%)

* Показания прибора приведены для испытательного напряжения 5 кв_{эф} и разделительного конденсатора емкостью 50 мк.мкф.

¹ См. «Электрические станции», 1950, № 6, стр. 29.

т. е. изоляция 9,5% двигателей оказалась непригодной к эксплуатации.

Для того чтобы судить о качестве оценки изоляции электродвигателей по показаниям УЧР, ниже рассмотрены результаты последних испытаний изоляции электродвигателей, аварийно вышедших из эксплуатации в 1949 — 1950 гг. из-за нарушений изоляции.

В 1949 г. на электростанции произошло 14 случаев аварийного выхода двигателей из-за пробоя изоляции. Последние профилактические испытания изоляции у семи электродвигателей проводились в 1948 г. и у одного в январе 1949 г., т. е. до применения УЧР. Изоляция еще одного электродвигателя испытывалась в июле 1949 г., но УЧР из-за неисправности не применялся. Следовательно, из общего числа поврежденных электродвигателей рассмотрению подлежат пять.

В 1950 г. произошло пять случаев аварийного выхода электродвигателей. Изоляция их испытывалась с применением УЧР.

Таким образом, из 19 двигателей, аварийно вышедших из эксплуатации в 1949 — 1950 гг., изоляция десяти двигателей при профилактических испытаниях, предшествовавших аварийному выходу их из работы, испытывалась с применением УЧР. Оценка их изоляции по показаниям УЧР при 5 кв_{эфф} приведена ниже:

до 20° (удовлетворительные) 5 шт.
 • 70° (неполноценные) 2 „
 • 100° (негодные) —
 >10° при 3 кв_{эфф} (негодные) 3 шт.

Как видно, в пяти случаях УЧР указывал на неблагополучие изоляции. Своевременное изъятие из эксплуатации трех электродвигателей с «негодной» изоляцией позволило бы сократить вдвое количество аварийных отключений. Из числа вышедших из строя интересно отметить два электродвигателя:

1. Электродвигатель, установленный на дымо-сосе, аварийно вышел из эксплуатации 11/1 1949 г. После устранения повреждения он 14/X 1949 г. был испытан с применением УЧР. По показаниям прибора изоляция двигателя относилась к «негодной» (при 3 кв — 13°, при 5 кв — 20°). В ноябре 1949 г. электродвигатель был включен в работу. В марте 1950 г. он снова аварийно вышел из эксплуатации и был отправлен в полную перемотку.

2. Двигатель, установленный на мельничном вентиляторе, 3/III 1949 г. аварийно вышел из эксплуатации. В тот же день после изъятия пробитой секции изоляция двигателя была подвергнута профилактическим испытаниям с применением УЧР. Показание указателя: при 3 кв — 0° и при 5 кв — 5°. При повторных испытаниях 31/X 1949 г. показания УЧР равнялись: при 3 кв — 30°. Однако этот электродвигатель был оставлен в эксплуатации и в январе 1950 г. он снова вышел из работы. После замены поврежденной секции изоляция была подвергнута испытаниям с применением УЧР. Показания прибора в этом случае равнялись: при 3 кв — 5° и при 5 кв — 5,5°, т. е. в целом изоляция электродвигателя находилась в удовлетворительном состоянии, но имелся местный дефект.

Приведенные случаи показывают, что указатель частичных разрядов хорошо реагирует как на общее ухудшение изоляции (первый двигатель), так и на отдельные секции с плохой изоляцией (второй двигатель).

Со второй половины 1950 г. на электростанции принят порядок, при котором все электродвигатели, изоляция которых отнесена по показаниям УЧР к «негодной» или «неполноценной», подвергаются самому тщательному осмотру, включительно до вскрытия отдельных секций. Если осмотром подтверждается плохое состояние изоляции, электродвигатель отправляется в перемотку.

Таким образом, подверглись полной перемотке 5 электродвигателей, изоляция которых выдержала испытания повышенным напряжением и импульсно-мостовой установкой, но была забракована по показаниям УЧР (табл. 1).

Таблица 1

Место установки электродвигателя	Показания УЧР, град. при	
	3 кв	5 кв
Компрессор	5	48
Сетевой насос	0,5	72
Питательный насос	0,5	70
Мельница	0,5	99
Дутьевой вентилятор	7	25

Электродвигатели, осмотр изоляции которых не подтвердил плохого ее состояния, допускаются в эксплуатацию при условии учащенных испытаний, срок которых определяется индивидуально для каждого электродвигателя. В некоторых случаях, если представляется возможность, электродвигатели устанавливают на агрегатах с облегченной нагрузкой и в помещениях с нормальными условиями работы.

Однако, как показал опыт, электродвигатели, забракованные по показаниям УЧР, но допущенные к эксплуатации по внешнему состоянию изоляции, не могут гарантировать надежной работы. Так, за 4 мес. 1951 г. был один случай аварийного выхода электродвигателя 3,15 кв (питательного насоса). При последних испытаниях этого электродвигателя, производившихся в ноябре 1951 г., изоляция его была по показаниям УЧР отнесена к «неполноценной» (5° при 3 кв и 30° при 5 кв).

Установлено, что при испытаниях загрязненных электродвигателей УЧР дает завышенные значения уровня частичных разрядов. Так, например, при испытании изоляции двигателя дутьевого вентилятора в запыленном состоянии показания УЧР равнялись 120°, а после продувки двигателя показания снизились до 52 — 54°.

Применение импульсно-мостовой установки

Практикой профилактических испытаний импульсно-мостовой установкой, предназначавшейся ранее для испытаний межвитковой изоляции электродвигателей, установлено, что с помощью этой установки выявляются не только ослаб-

ленные места в межвитковой изоляции, но и дефекты в корпусной изоляции, например трещины и надрезы в гильзах, допущенные при обработке на заводе, и т. п. В табл. 2 приведено количество испытанных за 1949—1950 гг. с помощью импульсно-мостовой установки электродвигателей с указанием числа их, не выдержавших испытаний.

Таблица 2

Год испытаний	Испытано		Испытано импульсной установкой	Из них пробито	
	повышенным напряжением промышленной частоты	из них пробито		на корпус	между витками
1949	362	38	245	53	1
1950	496	12	433	20	4

Интересно отметить, что из четырех электродвигателей с пробитой при испытаниях в 1950 г. межвитковой изоляцией три двигателя прошли полную перемотку и еще не находились в эксплуатации. Вскрытие секций, в которых было межвитковое замыкание, показало, что в двух электродвигателях оно было вызвано попаданием провода на провод, что при опрессовке привело к нарушению изоляции; в секции третьего электродвигателя кроме межвиткового замыкания имелся обрыв витка.

Эти случаи указывают, что на заводах-изготовителях запасных секций недостаточно хорошо поставлен контроль за качеством, в частности испытания межвитковой изоляции.

Из табл. 2 видно также, что в 1949 г.— первом году применения установки — было наибольшее число отбраковок электродвигателей. Это указывает на то, что испытания повышенным напряжением промышленной частоты не выявляют многих дефектов, имеющих в изоляции.

Как известно, в импульсно-мостовой установке в качестве указателя пробоя изоляции — межвитковой и корпусной — использован детекторный миллиамперметр. Надо иметь известный навык, чтобы заметить по этому прибору пробой изоляции электродвигателя. Из пяти электродвигателей, аварийно вышедших из строя в 1950 г., два имели неудовлетворительную изоляцию по показаниям УЧР и три имели удовлетворительную изоляцию по всем показателям. Однако послед-

ние через очень короткие промежутки времени (от 2 до 27 дней) после профилактических испытаний вышли из работы из-за повреждений изоляции. Не исключено, что при испытании указанных трех электродвигателей импульсно-мостовой установкой изоляция их была пробита, но пробой не был замечен и они были допущены к эксплуатации, имея негодную изоляцию. В настоящее время, когда персонал станции освоил работу на установке, подобных случаев не наблюдается.

Выводы

1. Применение импульсно-мостовой установки и указателя частичных разрядов при профилактических испытаниях изоляции электродвигателей 3,15 кв собственных нужд электростанции позволило обнаружить и изъять из эксплуатации двигатели с «негодной» изоляцией, дефекты в которой не были выявлены другими методами испытаний. Это привело к снижению числа аварийных выходов двигателей из эксплуатации. Так, в 1948 г. аварийных выходов электродвигателей 3,15 кв на электростанции из-за плохой изоляции было девять, в 1949 г. — четырнадцать, а в 1950 г. — только пять.

2. Электродвигатели, изоляция которых по показаниям УЧР оценена как «неполноценная» и «негодная», должны быть подвергнуты тщательному наружному осмотру. Если осмотром будет подтверждено плохое состояние их изоляции, они должны быть направлены для полной или частичной перемотки. Электродвигатели, у которых при внешнем осмотре дефектов изоляции обнаружено не будет, должны быть допущены к эксплуатации в более легких условиях при учащенных испытаниях.

3. Ввиду того, что в импульсной установке в качестве указателя равновесия плеч использован детекторный миллиамперметр, при испытаниях необходимо тщательно следить за показаниями прибора, так как момент пробоя изоляции (корпусной или межвитковой) легко пропустить, что может привести к допуску к эксплуатации электродвигателя с нарушенной целостью изоляции.

4. Для избежания ложных отбраковок электродвигателей из-за загрязненности изоляции необходимо все двигатели, отнесенные по показаниям УЧР к «неполноценным» или «негодным», подвергать повторным испытаниям после обдувки.

ОТ РЕДАКЦИИ

Опыт применения на электростанциях импульсно-мостовой установки указывает на необходимость принятия такого порядка при испытаниях, при котором последней операцией будет испытание корпусной изоляции повышенным напряжением во избежание ввода в эксплуатацию электродвигателя с корпусной изоляцией, пробитой предшествующими импульсными испытаниями (см. также заметку т. Силонова, «Электрические станции», 1951, № 6).

Испытания изоляции каким бы то ни было методом лучше производить тотчас же после останова электродвигателя, в загрязненном его состоянии.

Нужно продолжать накопление фактического материала по применению УЧР, изучать их поведение при испытаниях в реальных условиях эксплуатации с загрязненными обмотками и в дальнейшем разработать наиболее эффективные нормы для этого случая.

Редакция обращается к эксплуатационному персоналу электростанций и энергосистем с просьбой высказать свои соображения по поднятому в статье т. Тимофенко вопросу.

Исследование изоляции обмотки статора синхронного компенсатора

Инж. Г. Б. Израелит и инж. А. В. Калантаров

Воспроизвести старение изоляции лабораторным путем, равноценное старению изоляции в эксплуатации, чрезвычайно трудно и практически не представляется возможным. Поэтому наиболее показательными были бы, по нашему мнению, результаты испытаний изоляции секций обмотки находившейся в эксплуатации машины.

В данной статье приводятся результаты производившихся в Ленэнерго сравнительных испытаний по определению электрических характеристик изоляции: угла диэлектрических потерь, величины тока утечки и пробивного напряжения на напряжении переменного тока и на выпрямленном напряжении для секций, вынутых из машины, находившейся в эксплуатации, а также для запасных секций, хранившихся на складе, изготовленных одновременно с основной обмоткой машины.

Синхронный компенсатор типа СК-15-8 завода «Электросила» 15 тыс. *кв*а, 6,6 *кв* был включен в эксплуатацию в июле 1940 г. и до февраля 1949 г. проработал 26 тыс. час. преимущественно при полной нагрузке. Этот компенсатор установлен в сети 6 *кв*, работающей с незаземленной нейтралью; по условиям эксплуатации производились весьма частые пуски и остановки. За время эксплуатации машины произошло три следующих аварии из-за повреждения главной изоляции:

1) повреждение обмотки статора, вызванное задеванием распявшегося хомута ротора об обмотку статора (март 1941 г.);

2) пробой изоляции верхней секции фазы В в месте выхода секции из паза (июль 1941 г.);

3) пробой изоляции верхней секции фазы А в средней части паза (февраль 1949 г.).

Синхронный компенсатор имеет непрерывную компаундированную изоляцию класса В.

Профилактические испытания изоляции, производившиеся до 1949 г., не давали никаких указа-

ний на ее дефектность. За время эксплуатации, как это видно из рис. 1, величина угла диэлектрических потерь не претерпела каких-либо существенных изменений. Испытательные напряжения, равные 7 *кв* на переменном токе и 10 *кв* на постоянном токе, изоляция обмотки синхронного компенсатора выдерживала.

В качестве образцов для сравнительных испытаний служили две секции, вынутые из машины после аварии в 1949 г., и запасные секции, хранившиеся на складе со времени пуска компенсатора. Принятая программа испытания изоляции секций, как находившихся в эксплуатации, так и запасных, заключалась в следующем:

1) внешний осмотр;

2) измерение угла диэлектрических потерь и емкости в изоляции секций при напряжениях 3, 5, 7 и 9 *кв* и температуре 18 и 71—79° С;

3) измерение тока утечки при выпрямленном напряжении 5, 10, 15, 20 и 25 *кв* и температуре 18 и 71—79° С;

4) определение пробивных напряжений на переменном и выпрямленном напряжениях при температуре 18 и 65—79° С.

Методика испытаний была одинаковой для всех секций.

Для производства испытаний поверхность изоляции образцов плотно обворачивалась станиолью, и секции зажимались по широким своим граням между двумя параллельными стальными пластинами (размером 100 × 100 *мм*²), стянутыми между собой четырьмя болтами (рис. 2).

Для получения большего числа пробоев изоляции на секцию надевались электрокартонные барьеры, которые располагались по обеим сторонам от электрода, и в месте соприкосновения

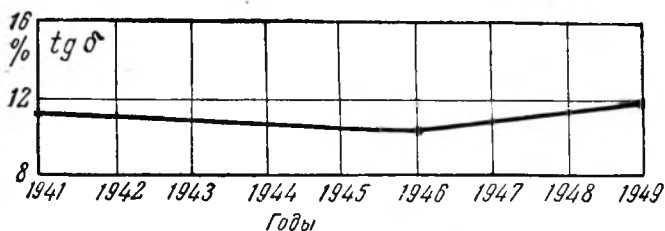


Рис. 1. Изменение $\text{tg } \delta$ по годам для изоляции обмотки синхронного компенсатора при 60° С и 6000 в.

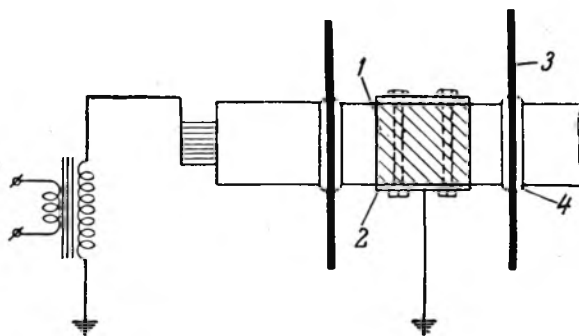


Рис. 2. Схема испытания изоляции секций на пробой. 1 — станиоль; 2 — металлическая пластинка; 3 — электрокартонные барьеры; 4 — битумная масса.

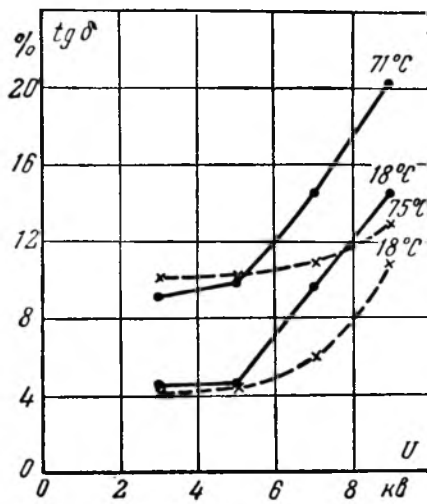


Рис. 3. Зависимость $\text{tg } \delta$ от напряжения для изоляции секций.

— бывшие в эксплуатации;
- - - новые.

с изоляцией секций промазывались битумной массой.

Нагрев образцов производился в индукционной печи; необходимая температура при этом выдерживалась не менее 2—3 час. и измерялась ртутным термометром, приложенным к изоляции образцов.

Скорость повышения напряжения составляла 1—2 кВ/сек до 25 кВ при испытаниях на переменном токе и до 100 кВ при испытаниях на выпрямленном напряжении. После достижения указанных напряжений дальнейшее повышение напряжения производилось ступенями соответственно по 5 и 10 кВ; при этом на каждой ступени давалась выдержка времени в 1 мин.

Подробные результаты испытаний с указанием мест пробоя, времени выдержки и величины пробивных напряжений приведены в таблице и на рис. 3—5.

Переходя к анализу результатов сравнительных испытаний изоляции секций, следует отметить следующее:

1. Кривые зависимости $\text{tg } \delta = f(U)$ для изоляции секций, находившихся в эксплуатации, дают небольшое увеличение угла диэлектрических потерь до напряжения 5 кВ; при дальнейшем повышении напряжения наступает резкая ионизационная зависимость (рис. 3).

Для изоляции новых секций аналогичные кривые имеют более пологий вид, чем для изоляции секций, бывших в эксплуатации, и резкой точки ионизации не наблюдается.

При испытательном напряжении, равном $1,3U_{\text{ном. лин}}$ величина $\text{tg } \delta$ для изоляции секций, находившихся в эксплуатации, превышает в 1,5 раза величину $\text{tg } \delta$ для изоляции секций новых. При напряжении $U_{\text{лин}}$ значение $\text{tg } \delta$ для изоляции секций, бывших в эксплуатации, и новых примерно одинаковы; возможно по этой причине величины $\text{tg } \delta$, измеренные в разные годы эксплуатации, не показали какой-то определенной тенденции изменения (рис. 1). Кроме того, следует еще иметь в виду, что на собранной машине на результаты измерений $\text{tg } \delta$ значительное влияние оказывает также внешняя ионизация.

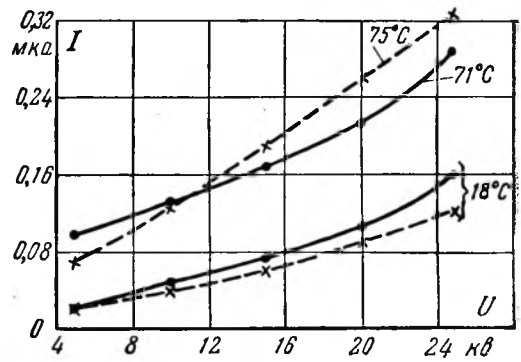


Рис. 4. Зависимость тока утечки от напряжения для изоляции секций.

— бывшие в эксплуатации;
- - - новые.

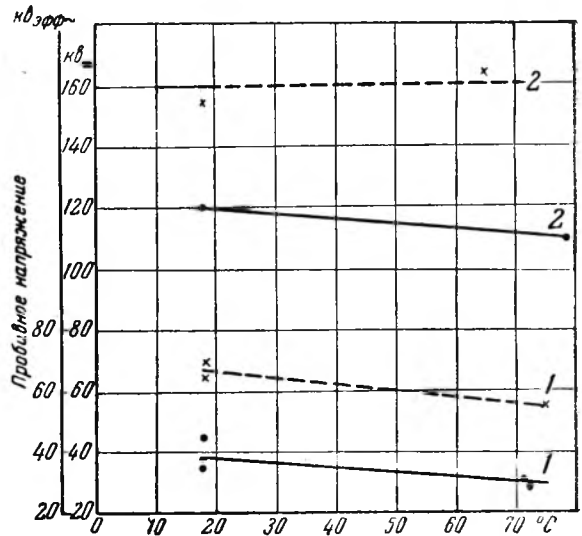


Рис. 5. Зависимость пробивных напряжений от температуры для изоляции секций.

— бывшие в эксплуатации; - - - новые.
1 — переменный ток; 2 — постоянный ток.

2. Значения токов утечки для изоляции бывших в эксплуатации и новых секций мало отличаются друг от друга, как это видно из рис. 4. Так как секции, подвергнутые испытанию, не имели, видимо, местных дефектов, связанных с местным увеличением сквозной проводимости, а новые секции проходили перед испытанием предварительную подсушку, то значения токов утечки и получились примерно одинаковые. Наружный осмотр показал, что поверхность секций имеет хороший вид (гладкая, блестящая, без вспучин и механических повреждений миканита как у бывших в эксплуатации, так и у новых секций).

3. Пробивное напряжение на выпрямленном напряжении, как это видно из рис. 5, мало изменяется в зависимости от температуры. Величина пробивного напряжения на выпрямленном напряжении для изоляции секций, бывших в эксплуатации, составляет в среднем 115 кВ, а для изоляции новых секций, хранившихся на складе, 160 кВ.

Пробивное напряжение на переменном токе более отчетливо зависит от температуры, понижаясь с ее увеличением. Величина среднего пробивного напряжения на переменном токе в пределах температур 18—75°C для изоляции сек-

Результаты испытания изоляции секций

Температура, °С	Измерение диэлектрических потерь и емкости при напряжении:								Измерение тока утечки в мкА при напряжении постоянного тока					Пробилось при напряжении		Время пробоя	Место пробоя
	3 кв		5 кв		7 кв		9 кв		5 кв	10 кв	15 кв	20 кв	25 кв	постоянного тока, кв	переменного тока, кв		
	tg δ, %	С, с.м	tg δ, %	С, с.м	tg δ, %	С, с.м	tg δ, %	С, с.м									
Секция, бывшая в эксплуатации																	
18	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	38	При подъеме	Широкая грань
72	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	29	То же	То же
18	4,6	75,0	4,6	75,0	9,9	79,9	14,6	86,5	0,02	0,05	0,07	0,10	0,16	120	—	—	Узкая грань
18	4,4	77,0	4,8	77,5	9,0	81,4	14,4	89,7	0,02	0,05	0,07	0,10	0,15	—	35	25 сек.	На ребре
79	13,8	94,0	14,6	93,6	19,6	100,1	22,8	107,5	0,12	0,16	0,21	0,26	0,31	110	—	50 сек.	Широкая грань
71	9,2	89,0	10,0	90,3	14,4	96,0	20,3	105,0	0,10	0,13	0,18	0,21	0,29	—	31	При подъеме	То же
18	3,8	75,0	3,8	75,6	6,3	78,0	11,0	83,8	0,02	0,04	0,06	0,09	0,10	—	45	10 сек.	. .
Новая секция																	
18	4,3	61	4,5	61,0	6,0	62,5	10,8	66,0	0,02	0,04	0,06	0,09	0,120	—	70	10 сек.	. .
18	4,8	58,7	5,9	59,1	8,0	61,0	10,7	63,7	0,02	0,04	0,06	0,09	0,120	—	65	40 сек.	. .
18	4,6	65,8	5,0	66,0	7,8	67,4	10,7	69,7	0,02	0,04	0,06	0,09	0,120	160	—	При подъеме	. .
18	4,6	65,6	4,1	66,1	5,5	66,6	11,2	71,2	0,02	0,04	0,06	0,09	0,120	155	—	То же	. .
65	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	165	—
75	10,2	81,7	10,3	81,9	10,7	82,0	13,0	84,0	0,07	0,13	0,19	0,26	0,33	—	55	55 сек.	Узкая грань

ций, бывших в эксплуатации, составляет около 35 кв, а для секций новых — 60 кв.

Среднее понижение пробивного напряжения изоляции секций, находившихся в эксплуатации, по сравнению с изоляцией новых секций выпрямленного напряжения составляет 45 кв, или 28%, а для напряжения переменного тока 25 кв, или 42%.

4. Из приведенных значений пробивных напряжений на выпрямленном напряжении и напряжении переменного тока и средних их понижений за время эксплуатации машины, т. е. за 26 тыс. час. работы преимущественно с полной нагрузкой, следует, что хотя это понижение значительное, но по абсолютным величинам пробивные напряжения продолжают оставаться для изоляции без местных дефектов более, чем в пять раз превышающими номинальное линейное напряжение машины.

5. Отношения амплитуд пробивных напряжений на выпрямленном напряжении и на напряжении переменного тока для исследованной компаундированной изоляции получились равными: для изоляции новых секций, хранившихся на складе,

$$K = \frac{U_{ном}}{U_{тер}} = \frac{160}{60\sqrt{2}} = 1,9;$$

для изоляции секций, находившихся в эксплуатации,

$$K = \frac{U_{ном}}{U_{тер}} = \frac{115}{35\sqrt{2}} = 2,3.$$

Выводы

1. Величина пробивного напряжения для компаундированной 6-кв изоляции сильно снижается за время эксплуатации машины, но по абсолютной величине остается довольно высокой. На напряжении переменного тока пробивное напряжение продолжает достигать пятикратной величины номинального линейного напряжения машины для участков изоляции без местных дефектов. Поэтому следует считать, что принятые директивными указаниями Технического управления МЭС величины испытательных напряжений переменного тока $(1,3 \div 1,5) U_{ном. лин}$ являются совершенно безопасными для изоляции.

2. Полученные коэффициенты для отношений амплитуд пробивных напряжений на выпрямленном напряжении и напряжении переменного тока, равные соответственно 1,9 и 2,3 для изоляции секций новых и находившихся в эксплуатации, показывают, что для накопления опыта следует продолжить испытания изоляции обмоток генераторов и компенсаторов на выпрямленном напряжении параллельно с испытаниями на напряжении переменного тока. Величину испытательного выпрямленного напряжения, применяемую в Ленэнерго и равную $2U_{ном. лин}$, можно повысить до величины $(1,9-2,3) \cdot (1,3-1,5) U_{ном. лин} = (2,5-3,0) U_{ном. лин}$.



Методы контроля влажности изоляции трансформаторов

Инж. Н. П. Фуфурин

Данные по выводу трансформаторов в ремонт в Московской кабельной сети показывают, что у значительного числа трансформаторов наблюдались признаки увлажнения изоляции. В 1948 г. 8% поступивших в ремонт трансформаторов имели воду в масле, в 1949 г. количество таких трансформаторов составляло 4,9% и, кроме того, еще около 10% трансформаторов в указанные годы имели низкое пробивное напряжение масла, что в основном определяется увлажненностью последнего.

Методы контроля влажности изоляции трансформаторов

Существовавшие до последнего времени методы контроля увлажненности изоляции обмоток не давали возможности просто и точно ответить на вопрос об увлажненности трансформаторов.

Трансформаторы поступают в ремонт после 5—12-летней службы, когда качество масла значительно снижается и на обмотках накапливается много шлама, вследствие чего сопротивление изоляции снижается в два-три раза и более.

Для 42 трансформаторов, у которых при ремонте было только сменено масло и промыта обмотка, среднее увеличение сопротивления изоляции составляло 70% и колебалось для отдельных единиц от 10 до 500%.

Чтобы не нарушать технологию ремонта трансформаторов, необходимо знать данные об увлажненности изоляции обмоток перед ремонтом, а не после того, как трансформатор будет вскрыт, промыт и залит чистым маслом. Для трансформаторов 1-го и 2-го габаритов в протоколах заводских испытаний почти до последнего времени не указывались действительные значения величины сопротивления изоляции. В протоколах лаборатории Московской кабельной сети прежних лет сопротивление изоляции тоже не проводилось. Поэтому указаниями инструкции Министерства электростанций по эксплуатации силовых трансформаторов о сушке трансформаторов при снижении сопротивления изоляции более чем на 30% по сравнению с первоначальными данными пользоваться не представлялось возможным. Кроме того, измерение сопротивления изоляции на практике производится с большой погрешностью.

Было выявлено также, что имеется большой разброс по величине сопротивления изоляции для

трансформаторов с практически одинаковой степенью увлажненности, например, прошедших сушку, у которых сопротивление изоляции лежало в пределах от 900 до 5 000 мгом.

Все это указывает на то, что для трансформаторов нецелесообразно нормировать величину сопротивления изоляции и что следует относиться чрезвычайно осторожно к вопросам оценки состояния изоляции по снижению сопротивления изоляции трансформаторов во время эксплуатации.

Метод кривых абсорбций, хорошо зарекомендовавший себя, как метод определения увлажненности изоляции электрических машин, в применении к трансформаторам, бывшим в эксплуатации, не всегда дает надежные результаты. Снижение величины сопротивления изоляции за счет зашламления обмотки и ухудшения качества масла за время работы трансформаторов приводит к тому, что отношение $\frac{R_{60}}{R_{15}}$ для транс-

форматоров снижается. Поэтому при оценке состояния изоляции обмоток по данному методу в сушку могут быть ошибочно направлены увлажненные трансформаторы. Метод этот с значительно большим эффектом может быть применен для выявления местных дефектов изоляции, о чем будет сказано ниже.

Один из наиболее надежных методов, который может быть использован для оценки увлажненности трансформаторов, был предложен лабораторией Московского трансформаторного завода. Для оценки увлажненности изоляции обмоток по указанному методу, как известно, необходимо произвести измерение емкости у трансформаторов при 50 пер/сек в холодном и горячем состоянии (15—20° С и 70—80° С). Правильность данного метода была подтверждена в Московской кабельной сети на мелких трансформаторах, но он в практике ремонта последних оказался неприемлемым, так как требует специального длительного подогрева трансформаторов в течение 3—4 час., в то время как сам процесс малого ремонта трансформаторов 1-го габарита занимает 6—8 час.

Метод контроля увлажненности изоляции трансформаторов по величине $\operatorname{tg} \delta$ в Московской кабельной сети не применялся. Пользоваться данным методом при массовом ремонте трансформаторов для измерения непосредственно в цехе по условиям техники безопасности оказа-

лось невозможным. Для испытания трансформаторы необходимо было бы завозить на специальную площадку, что требовало много времени и создавало большие неудобства. Сами измерения $\text{tg } \delta$ более сложны и трудоемки, чем проверка трансформаторов прибором

контроля влажности (ПКВ). Были произведены измерения только нескольких неувлажненных трансформаторов после ремонта, $\text{tg } \delta$ у которых при температуре 20°C не превышал 5%.

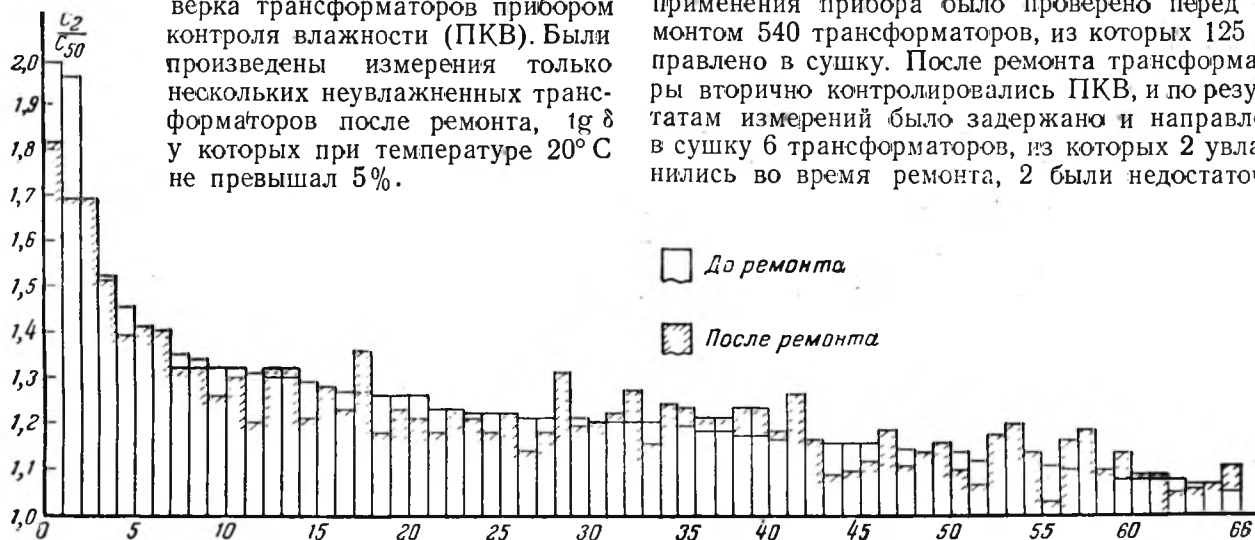


Рис. 1. Влияние смены масла и промывки обмоток на отношение $\frac{C_2}{C_{50}}$ для 66 трансформаторов при температуре $16-21^\circ \text{C}$.

Контроль влажности по зависимости емкости от частоты

Метод контроля увлажненности изоляции трансформаторов по зависимости емкости от частоты, т. е. по показаниям прибора ПКВ, лишен перечисленных выше недостатков. Для оценки состояния изоляции трансформаторов с помощью прибора ПКВ производится измерение емкости обмоток на низком напряжении при температуре $10-30^\circ \text{C}$ при двух частотах 50 и 2 пер/сек. С увеличением увлажненности обмоток емкость при 2 пер/сек возрастает более значительно и поэтому по возрастанию отношения этих емкостей $\frac{C_2}{C_{50}}$ можно судить об увеличении увлажненности трансформаторов.

Прибор ПКВ-1* конструкции ЦНИЭЛ МЭС в Московской кабельной сети был применен для контроля увлажненности обмоток силовых трансформаторов мощностью 50—1800 кВА высшим напряжением 2—6—10 кВ. Опыт освоения и последующего применения прибора показал, что ПКВ дает возможность объективно произвести общую оценку увлажненности изоляции обмоток трансформаторов.

Впервые ПКВ был применен для контроля увлажненности нескольких трансформаторов в апреле 1949 г. Так как результаты первых измерений оказались очень эффективными, то через месяц прибором ПКВ стали проверяться почти все трансформаторы, поступающие в ремонт. К концу 1949 г. в Московской кабельной сети были утверждены нормы для оценки увлажнен-

* В. Б. Кулаковский, Контроль влажности изоляции по методу „емкость-частота“, „Электричество“, 1951, № 2.

ности изоляции трансформаторов по показаниям этого прибора, и контроль увлажненности изоляции обмоток прибором ПКВ вошел обязательным пунктом в программу испытаний трансформаторов. Только за первые несколько месяцев применения прибора было проверено перед ремонтом 540 трансформаторов, из которых 125 направлено в сушку. После ремонта трансформаторы вторично контролировались ПКВ, и по результатам измерений было задержано и направлено в сушку 6 трансформаторов, из которых 2 увлажнились во время ремонта, 2 были недостаточно

высушены, а 2 были увлажнены до ремонта и по ошибке не проходили сушки.

При контроле увлажненности изоляции трансформаторов прибором ПКВ различные факторы, не связанные с влажностью изоляции, мало влияют на результаты измерения.

На рис. 1 приведены данные измерения отношения $\frac{C_2}{C_{50}}$ у трансформаторов до и после про-

мывки обмоток и смены масла. Отношение $\frac{C_2}{C_{50}}$ у трансформаторов изменяется в результате промывки и смены масла не более чем на 5—7% в ту или иную сторону, что получается частично за счет изменения температуры обмоток. Значительные изменения отношения $\frac{C_2}{C_{50}}$ у двух трансформаторов объясняются тем, что измерения после ремонта производились при температуре на $6-7^\circ \text{C}$ ниже, чем до ремонта.

Приведенные данные свидетельствуют о том, что качество масла и наличие шлама мало сказывается на величине $\frac{C_2}{C_{50}}$. Было установлено также, что состояние выводов практически не отражается на величине $\frac{C_2}{C_{50}}$.

Значительно большее влияние оказывает изменение температуры изоляции. Изменение температуры обмоток на $5-6^\circ \text{C}$ приводит к соответствующему изменению этого отношения на 4—7% для трансформаторов со значением $\frac{C_2}{C_{50}} = 1,2-1,4$ при $\sim 20^\circ \text{C}$. Кривые зависимости величины $\frac{C_2}{C_{50}}$ от температуры, снятые для трансформаторов разного типа в диапазоне $10-35^\circ \text{C}$, имеют почти прямолинейный характер. При тем-

пературе выше 35°С у разных типов трансформаторов характер кривых получается различный—более пологий или более крутой.

Достаточно определенные и точные результаты дает прибор ПКВ при 10—30°С. При температуре ниже 10°С прибор не позволяет произвести измерения с необходимой точностью, так как при этом отношение $\frac{C_2}{C_{50}}$, даже для увлаж-

ненных обмоток, часто мало отличается от единицы.

Во всех случаях контроля увлажненности изоляции трансформаторов по показаниям прибора ПКВ величина $\frac{C_2}{C_{50}}$ тем выше, чем больше была увлажнен-

обмотками, а сушка их производилась горячим воздухом в шкафу с температурой не выше 70°С и, следовательно, есть основание считать, что сушка прошла некачественно.

При сушке трансформаторов наблюдается, как правило, возрастание сопротивления изоляции на 50—100% на каждые 10% снижения отношения $\frac{C_2}{C_{50}}$ за счет сушки.

Величина сопротивления изоляции у трансформаторов с одинаковой степенью увлажненности имеет различные значения (на что указывалось выше).

На рис. 3 приведены значения сопротивления изоляции для трансформаторов типа ТМ-100/6 после ремонта в зависимости от величины $\frac{C_2}{C_{50}}$. На

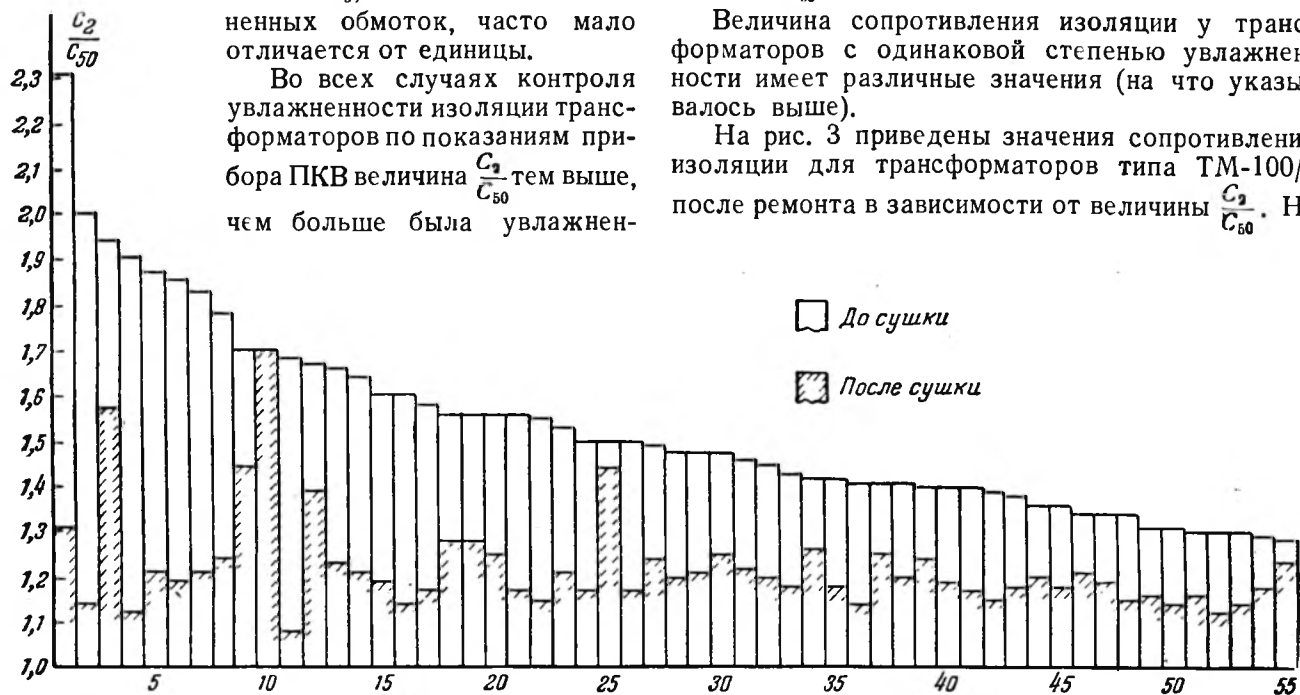


Рис. 2. Изменение отношения $\frac{C_2}{C_{50}}$ в результате сушки для 55 трансформаторов при температуре 16—21°С.

ность и выше температура обмоток. Это оказалось справедливым для всех типов трансформаторов, которые имеются в эксплуатации в кабельной сети, и подтверждается кривыми изменения сопротивления изоляции за время сушки: чем больше $\frac{C_2}{C_{50}}$, тем больше возрастает сопротивление изоляции за время сушки у трансформаторов и тем меньше получается сопротивление изоляции при прогреве трансформатора.

Было замечено, что у трансформаторов с отношением $\frac{C_2}{C_{50}} = 1,3$ во время сушки при температуре внутри камеры около 70°С величина сопротивления изоляции снижалась в период прогрева примерно до 100 мгом; при отношении $\frac{C_2}{C_{50}} = 1,4$ — 75 мгом; при отношении $\frac{C_2}{C_{50}} = 1,5$ — 50 мгом, при отношении $\frac{C_2}{C_{50}} = 1,9$ — 6 мгом.

На рис. 2 приведены изменения отношения $\frac{C_2}{C_{50}}$, произошедшие в результате сушки трансформаторов.

Как видно из рисунка, только у 6 трансформаторов из 55 значение $\frac{C_2}{C_{50}}$ было выше 1,3, но последнее объясняется тем, что в трансформаторах не было охлаждающих каналов между

приведенном рисунке наблюдается большое расхождение в величине сопротивления изоляции при одинаковых значениях величины $\frac{C_2}{C_{50}}$, хотя данные приводятся для одного типа трансформаторов. Для трансформаторов перед ремонтом разброс точек по величине сопротивления изоляции увеличивается в 1,5—2 раза по сравнению с приведенными данными. В результате ремонта, сопровождающегося сушкой части трансформаторов, количество их с большим отношением $\frac{C_2}{C_{50}}$ заметно снижается. Так, перед ремонтом трансформаторов с отношением $\frac{C_2}{C_{50}} > 1,3$ было 30%, а после ремонта — 7%.

Количество трансформаторов после ремонта с отношением $\frac{C_2}{C_{50}} > 1,3$ было бы еще меньше, если бы в то время в МКС были более усовершенствованные сушильные печи.

В процессе работы с прибором ПКВ было установлено, что для трансформаторов 1-го и 2-го габаритов допустимо отношение $\frac{C_2}{C_{50}} = 1,3$ — 1,4 (при 17—22°С), т. е. несколько выше, чем для крупных трансформаторов, так как трансформаторы с высшим напряжением 2—6—10 кВ имеют значительный запас по электрической прочности, и аварии с ними из-за дефектов глав-

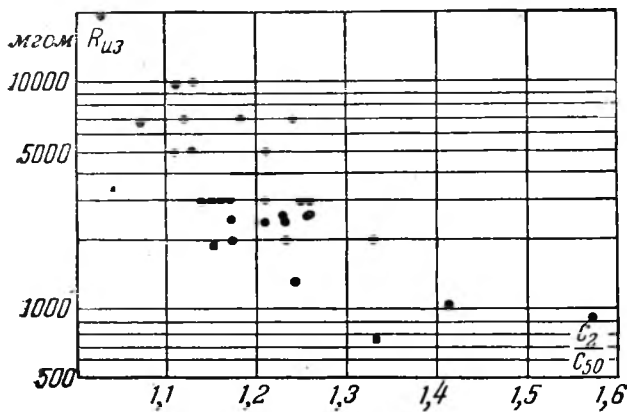


Рис. 3. Зависимость величины сопротивления изоляции от $\frac{C_2}{C_{50}}$ для 31 трансформатора типа ТМ-100'6 после ремонта при температуре 18—20° С.

ной изоляции не наблюдаются. В подтверждение сказанному можно привести результаты следующих испытаний:

- 1) обмотки высшего напряжения трансформаторов 2/0,22 кВ с изношенной изоляцией выдерживают испытательное напряжение 25—30 кВ;
- 2) обмотки 6 кВ трансформаторов 1-го габарита в сухом виде (без масла) выдерживают напряжение до 15—18 кВ.

Несколько трансформаторов, выпущенных из ремонта, имели отношение $\frac{C_2}{C_{50}} = 1,4$ и выше, но пока ненормальностей в работе указанных трансформаторов не было. Были случаи, когда трансформаторы с отношением $\frac{C_2}{C_{50}} = 1,7—1,8$ выдерживали испытательное напряжение, но в практике ремонта в Московской кабельной сети наблюдались примеры, когда трансформаторы с отношением $\frac{C_2}{C_{50}}$ выше 1,5 пробивались при испытании.

Ввиду малочисленности имеющихся данных вопрос о допустимой степени увлажнения трансформаторов остается пока неясным.

При применении прибора ПКВ необходимо иметь в виду, что на его показаниях почти не сказывается поверхностная увлажненность обмоток (отпотевание).

К недостаткам прибора следует отнести также то, что он позволяет производить измерения объектов с емкостью не менее 1 000 пФ и при температуре не ниже 10° С, поэтому трансформаторы 50—320 кВА типа ТМ можно проверять только залитым маслом. У трансформатора с маслом емкость увеличивается в полтора-два раза. Отношение $\frac{C_2}{C_{50}}$ для трансформаторов, залитых маслом и без масла, остается почти одинаковым.

На погрешность измерений при работе с прибором значительно может влиять состояние провода, идущего от прибора к испытываемому объекту, который способен увеличить емкость при частоте 2 пер/сек по сравнению с 50 пер/сек на 400—500 пФ. Погрешность измерения может быть уменьшена, если для измерения брать одножильный провод с резиновой изоляцией на 6—

10 кВ без оплетки длиной не более 8—10 м и при работе наблюдать за тем, чтобы провод не был замаслен и загрязнен и не лежал бы на земле (желательно его подвешивать); перед испытанием трансформатора следует проверить емкость самого провода при 50 и 2 пер/сек.

Совместное применение прибора ПКВ и метода кривых абсорбций для контроля изоляции трансформаторов

Как указывалось выше, сравнение результатов измерений прибором ПКВ с данными метода кривых абсорбции указывает на то, что строгой зависимости между отношениями $\frac{C_2}{C_{50}}$ и $\frac{R_{60}}{R_{15}}$ не существует, что вполне понятно, так как отношение $\frac{R_{60}}{R_{15}}$ зависит еще от наличия местных дефектов в изоляции обмотки. На рис. 4 приведены величины $\frac{R_{60}}{R_{15}}$ для трансформаторов, прошедших ремонт с разной степенью увлажнения изоляции, и показана огибающая максимальных значений $\frac{R_{60}}{R_{15}}$. Абсорбционные кривые снимались мегомметром с ручным приводом. Здесь наблюдается снижение максимального значения $\frac{R_{60}}{R_{15}}$ с увеличением отношения $\frac{C_2}{C_{50}}$, но трансформаторы имеют большой разброс по $\frac{R_{60}}{R_{15}}$ при одних и тех же показаниях ПКВ. При сушке трансформаторов во всех случаях отмечается, что с уменьшением $\frac{C_2}{C_{50}}$ у трансформаторов отношение $\frac{R_{60}}{R_{15}}$ возрастает.

Ввиду того, что на абсорбционные кривые изоляции в очень сильной степени влияют мест-

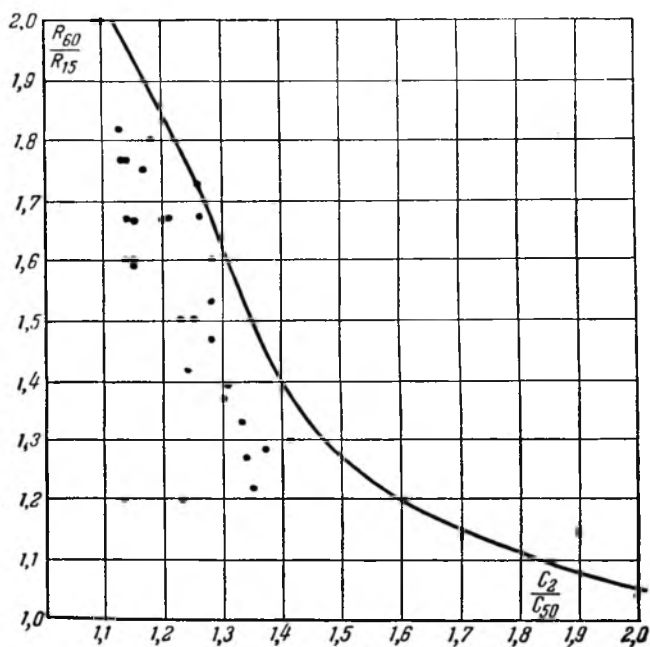


Рис. 4. Зависимость величины $\frac{R_{60}}{R_{15}}$ для 30 трансформаторов после ремонта при температуре 18—20°.

ные дефекты, как показал опыт, в эксплуатации оказалось целесообразным пользоваться методом кривых абсорбций совместно с прибором ПКВ для оценки изоляции трансформаторов.

Если по показаниям прибора ПКВ изоляция обмоток трансформатора может считаться неувлажненной, то это должно подтверждаться и абсорбционными кривыми изоляции.

По данным лаборатории ВВС Мосэнерго трансформаторы с неувлажненной исправной изоляцией имеют отношение $\frac{R_{60}}{R_{15}} > 1,3$ при температуре 20°C , что было подтверждено и в МКС.

При несоблюдении указанного выше условия, т. е. если $\frac{C_2}{C_{50}} < 1,3$ и $\frac{R_{60}}{R_{15}} < 1,3$, нужно искать местный дефект в главной изоляции трансформатора. Следующие примеры дают возможность оценить целесообразность применения этого способа:

1. Трансформатор 300 кВа, 6 кВ проходил сушку, после чего у него была поставлена новая, но сырая планка, крепящая выводы на стороне 6 кВ.

Проверка собранного трансформатора прибором ПКВ показала, что изоляция трансформатора не увлажнена ($\frac{C_2}{C_{50}}$ было меньше 1,2 при температуре 20°C), а сопротивление изоляции со стороны 6 кВ было 80 мгом (15-секундное значение) и почти не росло, так что отношение $\frac{R_{60}}{R_{15}}$ было около единицы. После замены планки сопротивление изоляции трансформатора возросло до 3000 мгом, а отношение $\frac{R_{60}}{R_{15}}$ увеличилось до 1,6.

2. На испытание после мелкого ремонта был поставлен трансформатор 100 кВа завода „Электросила“. Этот тип трансформатора имеет слабые изоляторы со стороны 6 кВ. Проверка трансформатора прибором ПКВ показала, что изоляция трансформатора не увлажнена. Сопротивление изоляции со стороны 6 кВ составляло через 15 сек. после разворота мегомметра 300 мгом и возрастало при 60 сек. до 320 мгом. При осмотре трансформатора дефектов изоляции не обнаружили, а при испытании у трансформатора был пробит изолятор при 7 кВ. После смены изолятора

сопротивление изоляции возросло до 2000 мгом, а отношение $\frac{R_{60}}{R_{15}}$ стало равным 1,5.

3. У трансформатора 100 кВа, 6 кВ на изоляторе с внутренней стороны после ремонта остался подтек бакелитового лака. Проверка трансформатора прибором ПКВ указывала, что изоляция трансформатора не увлажнена, мегомметр же отметил наличие местного дефекта: сопротивление изоляции составляло через 15 сек. 50 мгом, а отношение $\frac{R_{60}}{R_{15}} = 1,1$. При вскрытии указанный дефект был обнаружен.

Указанным методом еще у нескольких трансформаторов было выявлено попадание влаги в разъемные изоляторы, сырые колодочки со стороны 6 кВ у трансформаторов типа МО, отсыревание панелей со стороны 220 в у трансформаторов типа ТМ старых выпусков, зашламливание колодочек под ярмом.

Местонахождение указанных дефектов обнаруживалось путем осмотра, проверки мегомметром или испытанием повышенным напряжением.

Выводы

1. Существовавшие до последнего времени методы контроля увлажненности изоляции не позволяли просто и с достаточной достоверностью ответить на вопрос об увлажненности изоляции трансформаторов, бывших в эксплуатации.

2. С помощью прибора контроля влажности можно просто с необходимой точностью оценить увлажненность трансформаторов при температурах $10-30^\circ\text{C}$ как новых, так и бывших в эксплуатации.

3. Для трансформаторов 1-го и 2-го габаритов допустимо при температуре 20°C отношение $\frac{C_2}{C_{50}}$ 1,3—1,4. При оценке степени увлажненности трансформаторов необходимо иметь в виду, что отношение $\frac{C_2}{C_{50}}$ зависит от температуры.

4. Совместное применение прибора ПКВ с кривыми абсорбции позволяет произвести общую оценку состояния изоляции трансформаторов.

5. Необходимо произвести работу по обоснованию норм по прибору ПКВ для трансформаторов.

Контроль влажности изоляции силовых трансформаторов

Инж. М. К. Гольцман

Таблица 1

Проверка влажности изоляции силовых трансформаторов имеет важное значение, особенно при решении вопроса о необходимости сушки их перед вводом в эксплуатацию.

Инструкцией по эксплуатации силовых трансформаторов рекомендуется в этом случае сравнивать величину сопротивления изоляции и электрической прочности масла до и после контрольного прогрева трансформатора, а также сравнивать емкости обмоток, измеренные при разных температурах.

Хотя эти методы нашли широкое применение, однако существенным их недостатком является необходимость нагрева трансформатора до 60—70° С, что сопряжено с известными трудностями, а иногда и невозможно.

Метод контроля влажности изоляции «емкость — частота», разработанный ЦНИЭЛ и основанный на измерении емкости обмоток при разных частотах, является наиболее простым и удобным и не требует нагрева трансформатора.

Ниже приводятся некоторые результаты сравнительной проверки влажности изоляции силовых трансформаторов методом «емкость — частота» и измерением тангенса угла диэлектрических потерь.

Проверка влажности изоляции трансформаторов, находящихся в эксплуатации

В табл. 1 приведены результаты измерения отношения емкостей $\frac{C_2}{C_{50}}$ и тангенса угла диэлектрических потерь, полученные при испытании силовых трансформаторов, находящихся в эксплуатации.

Как видно из табл. 1, значения $\text{tg } \delta$ в диапазоне температур 24—50° С находятся в пределах 0,6÷2,9%, а отношение $\frac{C_2}{C_{50}}$ в этом же диапазоне температур в пределах 1,1÷1,3. Исключения составляют результаты измерений на трансформаторной группе 154/35/6 кв иностранной фирмы (табл. 1, пп. 2—4).

Сравнивая величины $\text{tg } \delta$ и отношения $\frac{C_2}{C_{50}}$ фазы В с фазами А и С этой группы, видно, что эти характеристики у фаз А и С отличаются от аналогичных характеристик фазы В, полученных при одинаковой температуре, и резко

№ п/п	Трансформатор	Напряже- ние об- мотки, кв	Темпера- тура об- мотки, °С	$\text{tg } \delta, \%$	$\frac{C_2}{C_{50}}$
1	Однофазный, трехобмоточ- ный, МТЗ, 10,5 тыс. кв,а, 154/35/6 кв, фаза А*	154	24	0,6	1,18
		35	24	0,7	1,24
		6	24	1,2	1,1
2	Однофазный, трехобмоточ- ный, иностранной фирмы, 10/5 тыс. кв,а, 154/35/6 кв, фаза А	154	38	13,4	1,83
		35	38	9,7	1,72
		6	38	10,2	1,79
3	То же, фаза В	154	38	6,0	1,45
		35	38	5,5	1,48
		6	38	4,7	1,42
4	То же, фаза С	154	38	10,0	1,75
		35	38	7,7	1,48
		6	38	9,8	1,68
5	Однофазный, двухобмоточ- ный, иностранной фирмы, 10,5 тыс. кв,а, 154/6 кв, фаза С*	154	50	1,2	1,30
		6	50	2,9	1,28
6	Однофазный, двухобмоточ- ный, иностранной фирмы, 10,5 тыс. кв,а, 154/6 кв, фаза А*	154	25	2,05	1,10
		6	25	2,5	1,27

* На других двух фазах группы получены значения $\frac{C_2}{C_{50}}$ и $\text{tg } \delta$, не превышающие указанных здесь.

отличаются от характеристик других трансформаторов, полученных при более высокой температуре. По сравнению с измерениями прошлых лет заметного изменения $\text{tg } \delta$, измеренного при температурах, близких к данной температуре, нет. Повидимому, такое различие связано не с индивидуальными особенностями конструкции трансформатора, а вызвано плохим состоянием изоляции обмоток. Надо полагать, что трансформаторы перед вводом их в эксплуатацию были плохо высушены, особенно фазы А и С.

Проверка влажности изоляции трансформаторов перед вводом их в эксплуатацию

Наиболее полным испытаниям подверглись силовые трансформаторы перед вводом их в эксплуатацию при сушке и контрольном прогреве.

Трансформатор иностранной фирмы 35/6 кв, 6,5 тыс. кв,а после аварийного отключения его дифференциальной защитой был вскрыт

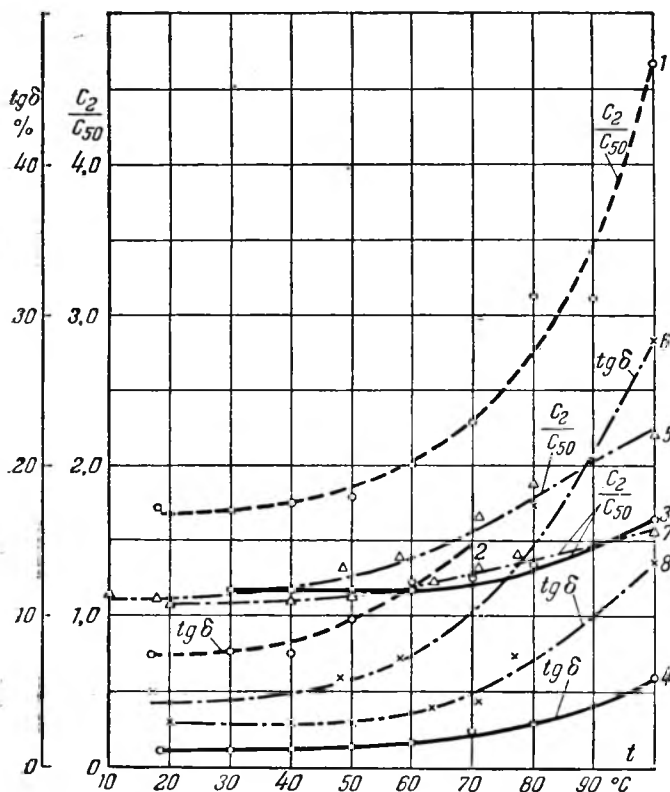


Рис. 1. Отношение емкостей $\frac{C_2}{C_{50}}$ и $\text{tg } \delta$ в зависимости от температуры до сушки и после сушки трансформатора. 1 и 2 — отношение емкостей $\frac{C_2}{C_{50}}$ и $\text{tg } \delta$ обмотки 154-кв трансформатора 154/10,5 кв до сушки; 3 и 4 — то же после сушки; 5 и 6 — отношение емкостей $\frac{C_2}{C_{50}}$ и $\text{tg } \delta$ обмотки 35-кв трансформатора 35/6,3 кв до сушки; 7 и 8 — то же после сушки.

и в нем обнаружен дефект пайки в переключателе ответвлений.

Выемная часть трансформатора находилась более 2 мес. в баке без масла, а затем подверглась сушке в собственном кожухе трансформатора без вакуума с принудительной вентиляцией воздуха. Сушка продолжалась 336 час. при температуре 100—103° С; конденсат не отбирался.

До сушки, при подъеме температуры в баке от +3° С до +100° С, через каждые 10—15° С производились измерения тангенса угла диэлектрических потерь и емкости обмоток при частотах 2 пер/сек (C_2) и 50 пер/сек (C_{50}) прибором ПКВ. Эти же измерения производились в процессе сушки один раз в сутки и по окончании сушки по мере остывания от +100° С до +20° С через каждые 10—15° С.

По полученным данным построены кривые зависимости отношения $\frac{C_2}{C_{50}}$ и $\text{tg } \delta$ от температуры до и после сушки (рис. 1, кривые 5, 6, 7 и 8) и от длительности сушки (рис. 2, кривые 3 и 4). Началом сушки считается время, когда температура достигла 100° С, а концом — время, когда подогрев был отключен и температура начала снижаться.

Трансформатор иностранной фирмы 154/10,5 кв, 20 тыс. квт более двух лет был без масла, а затем использовался как бак для хранения свежего резервного масла. Сушка выем-

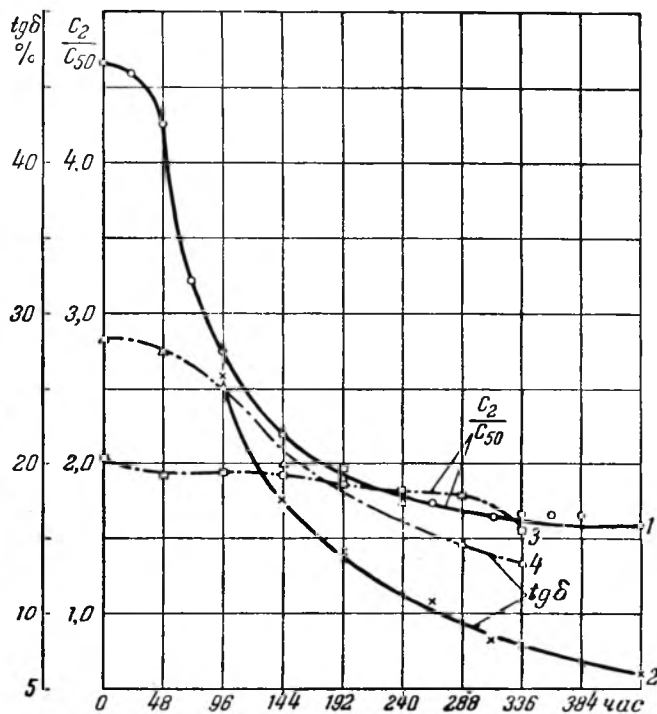


Рис. 2. Отношение емкостей $\frac{C_2}{C_{50}}$ и $\text{tg } \delta$ в зависимости от времени сушки.

1 и 2 — отношение емкостей $\frac{C_2}{C_{50}}$ и $\text{tg } \delta$ обмотки 154-кв трансформатора 154/10,5 кв; 3 и 4 — отношение емкостей $\frac{C_2}{C_{50}}$ и $\text{tg } \delta$ обмотки 35-кв трансформатора 35/6,3 кв.

ной части производилась в собственном баке с вакуумом в специальной камере, обогреваемой паром. Вакуум поддерживался 60—80 мм при температуре сушки 100—103° С. Сушка продолжалась 432 часа, за все время сушки отобрано 32 л конденсата.

Производились те же измерения, что и в первом случае; построены кривые зависимости от температуры для отношения $\frac{C_2}{C_{50}}$ и $\text{tg } \delta$ до и после сушки (рис. 1, кривые 1, 2, 3 и 4) и для этих же характеристик кривые зависимости от времени сушки (рис. 2, кривые 1 и 2). Величина $\text{tg } \delta$ при подъеме температуры с 70 до 100° С и в течение 96 час. от начала сушки была столь велика, что измерить ее не удалось.

Анализ результатов измерений трансформатора 154/10,5 кв показывает следующее:

1. Тангенс угла диэлектрических потерь в результате сушки уменьшился в 7,5 раза. Температурная зависимость $\text{tg } \delta$ в диапазоне температур 60—100° С значительно более резкая, чем в диапазоне температур 20—60° С, причем после сушки в этом диапазоне $\text{tg } \delta$ почти не меняется. Абсолютная величина $\text{tg } \delta$ после сушки при 20° С равна 1,0%, при 60° С—1,7% и при 100° С—5,7%.

2. Емкость, измеренная ПКВ при 50 пер/сек, уменьшилась после сушки по сравнению с емкостью, измеренной до сушки, в 2,2 раза при 100° С, в 1,25 раза при 60° С и 1,25 раза при 20° С, тогда как емкость, измеренная ПКВ при 2 пер/сек, соответственно уменьшилась в 6,4, 2,2 и 1,65 раза.

Таким образом, наиболее резко изменяется в зависимости от влажности обмотки емкость, измеренная при 2 пер/сек.

Отношение $\frac{C_2}{C_{50}}$ в результате сушки уменьшилось в 2,7 раза при температуре 100°С и в 1,4 раза при 20°С.

До сушки в диапазоне температур 60—100°С отношение $\frac{C_2}{C_{50}}$ с ростом температуры более резко возрастает (в 2,4 раза), чем при температурах 20—60°С (в 1,1 раза), а после сушки оно изменяется значительно меньше.

Абсолютные значения отношения $\frac{C_2}{C_{50}}$:

до сушки—4,75 при 100°С, 1,96 при 60°С и 1,76 при 20°С, после сушки соответственно 1,62, 1,23 и 1,1.

Величины $\text{tg } \delta$ и отношения $\frac{C_2}{C_{50}}$ у трансформатора 35/6 кВ в процессе сушки изменяются меньше, чем у трансформатора 154/10 кВ. Надо полагать, что причиной этого является меньшая степень увлажнения трансформатора 35/6 кВ.

Однако и в данном случае можно отметить незначительное изменение $\text{tg } \delta$ и отношения $\frac{C_2}{C_{50}}$ с ростом температуры от 20 до 60°С, особенно после сушки, и более резкую температурную зависимость в диапазоне температур 60—100°С.

В табл. 2 приведены сравнительные результаты испытаний трех трансформаторов 154/10 кВ, 20 тыс. кВа каждый, произведенных при контрольном прогреве. До прогрева трансформаторы после выпуска инертного газа были заполнены маслом.

Напряжение обмоток, кВ	До прогрева			При прогреве			После прогрева		
	температура обмоток, °С	$\text{tg } \delta, \%$	$\frac{C_2}{C_{50}}$	температура обмоток, °С	$\text{tg } \delta, \%$	$\frac{C_2}{C_{50}}$	температура обмоток, °С	$\text{tg } \delta, \%$	$\frac{C_2}{C_{50}}$
154	2	2,9	1,08	68	3,8	1,19	16	1,6	1,11
10	2	0,8	1,09	68	2,8	1,25	16	0,62	1,10
154	2	2,6	1,1	68	2,9	1,23	16	1,6	1,06
10	2	0,8	1,08	68	1,6	1,3	16	1,36	1,0
154	2	2,7	1,17	68	2,7	1,32	16	1,7	1,06
10	2	0,9	1,08	68	1,3	1,4	16	1,0	1,0

Эти данные, как и данные, полученные при сушке трансформаторов, хорошо согласуются с величинами, приведенными в табл. 1 для трансформаторов, находящихся в эксплуатации.

Выводы

1. Метод „емкость—частота“ позволяет определить степень увлажнения изоляции силовых трансформаторов, но он намного менее чувствителен метода измерения $\text{tg } \delta$. Однако определить увлажнение изоляции только по величине $\text{tg } \delta$, трудно, так как на эту величину влияют и другие факторы (оседание шлама на обмотку, состояние масла, вводов и пр.).

2. Температурная зависимость как $\text{tg } \delta$, так и отношения $\frac{C_2}{C_{50}}$ в диапазоне температур 15—50°С при неувлажненной изоляции обследованных силовых трансформаторов незначительна, а в диапазоне температур 50—100°С более резкая.

Двадцатилетие Зуевской грэс

Инж И. И. Бондарев

30 октября 1951 г. коллектив электростанции и трудящиеся г. Зугрэс отметили 20-летие со дня пуска Зуевской государственной районной электростанции.

Сооружение первой очереди электростанции было начато летом 1930 г. Первый агрегат вступил в эксплуатацию 30 октября 1931 г., а в декабре того же года остальные агрегаты первой очереди станции. Мощность только первой очереди Зугрэс превышала мощность всех электростанций дореволюционного Донбасса.

1937 г. была закончена вторая очередь расширения и в 1939 г. введена в эксплуатацию последняя—третья очередь, чем было завершено строительство Зуевской грэс.

Одновременно с сооружением станции велось большое жилищно-бытовое строительство. В результате на пустыре вырос новый благоустроенный социалистический город.

На строительстве Зуевской грэс инициатором социалистического соревнования являлась моло-

дежь, которая, преодолевая трудности, личным примером увлекала за собой весь коллектив.

Эксплуатационный коллектив Зуевской грэс успешно освоил оборудование, добился надежной работы станции и высокого коэффициента использования оборудования.

В мае 1939 г. за высокие показатели работы станции и бесперебойное снабжение электроэнергией потребителей правительство наградило коллектив Зуевской грэс орденом Трудового Красного Знамени. Лучшие люди станции были удостоены высоких правительственных наград, в том числе орденом Ленина награжден кочегар Ивашев, орденом Трудового Красного Знамени—машинист турбины Куреев, медалью «За трудовую доблесть» — тт. Простотин, Вельцис и др.

В 1941 г. мирный труд советских людей был нарушен вероломным нападением гитлеровской Германии. Зуевская грэс, работая в условиях приближающегося фронта, продолжала снабжать энергией промышленность Донбасса.

В сентябре 1943 г. Советской Армией полностью был освобожден Донецкий бассейн. Отступая, гитлеровские варвары причинили тяжелые раны всей энергетике Донбасса и полностью разрушили Зуевскую грЭС. Восстановление энергетического хозяйства Донбасса являлось первоочередной и важнейшей задачей.

Коллектив Зуевской грЭС с исключительным упорством и большевистской настойчивостью восстанавливал электростанцию.

Советским людям понадобилось всего лишь 4 мес. для того, чтобы Зуевская грЭС вступила в строй и дала ток промышленности Донбасса. Инженеры и стахановцы станции решали на месте сложные технические вопросы восстановления разрушенного оборудования, как, например, сварка взорванных барабанов паровых котлов на месте установок без их демонтажа и др.

Знаменательным и историческим событием для Зуевской грЭС явилась телеграмма товарища Сталина 19 января 1944 г. в связи с пуском первой турбины и двух котлов.

Поздравляя коллектив Зуевской грЭС с производственной победой, товарищ Сталин писал: «Выражаю твердую уверенность, что вы и впредь своим героическим трудом и напряжением всех сил обеспечите быстрейшее восстановление энергетических мощностей, которые дадут возможность в короткие сроки восстановить наш родной угольно-металлургический Донбасс».

Трудящиеся Зуевской грЭС дали обещание товарищу Сталину выполнить поставленную задачу и ответили делом, закончив восстановление турбинной мощности в марте 1947 г., а паровой мощности в марте 1949 г.

Одновременно с восстановлением станции были восстановлены средние школы, столовые, больница, ремесленное училище, кинотеатр, гостиница и другие культурно-бытовые здания. Вновь создан Зуевский энерготехникум.

Успехи коллектива Зуевской грЭС трижды отмечались в телеграммах вождя народов товарища Сталина. 1 апреля 1945 г. большая группа работников Зуевской грЭС была награждена правительством орденами и медалями. Коллективу Зуевской грЭС 11 раз присуждалось Знамя Государственного Комитета Обороны, а в 1947 г. Знамя передано на вечное хранение.

Следуя указаниям товарища Сталина — не зазнаваться, не успокаиваться на достигнутом, — коллектив Зуевской ордена Трудового Красного Знамени государственной районной электростанции, соревнуясь за достойную встречу 34-й годовщины Великой Октябрьской социалистической революции и в ознаменование своего 20-летия, добился новых производственных побед. Коллектив электростанции выполнил план производства электроэнергии в 1951 г. на 104,5%.

Обязательства, данные товарищу Сталину, об экономии 8 тыс. т условного топлива с честью выполнены. Благодаря внедрению передовых методов работы и широкому развертыванию социалистического соревнования на электростанции количество кочегаров и машинистов турбин, экономящих топливо, из месяца в месяц растет.

В соревновании за отличное качество ремонтов оборудования и высокую культуру эксплуатации 17 бригадам присвоено звание «Бригады отличного качества» и 12 вахтам присвоено звание «Вахты высокой культуры эксплуатации».

В соревновании за экономию топлива отличились вахты дежурных инженеров тт. Сябро и Щербины, сэкономившие — первая 1 726 и вторая 1 596 т условного топлива.

Хороших показателей добились вахты турбинного цеха, руководимые начальниками смен тт. Лукониным и Иваницким; котельного цеха т. Ивашевым. Каждая из этих вахт сберегла государству более 1 000 т топлива.

В целях достижения устойчивой и безаварийной работы на станции внедряются противоизносные роторы дымососов конструкции инженеров Реквава и Ратиани, применение которых дало увеличение к. п. д. дымососов и повышение срока службы лопаток в три-четыре раза; установлены шиповые экраны на трех котлах, что значительно сократило расход фасонного огнеупора и позволило добиться устойчивой работы зажигательных поясов и автоматики горения.

На станции успешно внедряются рационализаторские предложения; в текущем году условная годовая экономия от реализации их достигает 904 тыс. руб.

Наиболее ценные предложения внесли А. И. Максимов, А. И. Сухов, И. А. Черненко, А. Ф. Луконин, В. Д. Кригмонт и др.

В результате внедрения предложения инж. П. Р. Сизина по расширению зоны обслуживания оборудования машинного зала высвобождено 27 чел. рабочих.

Творческая работа всего коллектива Зуевской грЭС значительно улучшила технико-экономические показатели работы станции, в результате чего за 10 мес. 1951 г. сэкономлено 9 859 т условного топлива и 1 631 тыс. кВтч электроэнергии на собственные нужды.

Внедрение в цехах суточного учета себестоимости электроэнергии, проведение крупных рационализаторских предложений и общее улучшение эксплуатации оборудования дало Зуевской грЭС 5 348 тыс. руб. экономии.

Орденосный коллектив Зуевской грЭС обеспечивает дальнейшее бесперебойное снабжение электроэнергией социалистической промышленности Донбасса и выполняет задачу, поставленную товарищем Сталиным о превращении электростанции в образцовую.

Об эксплуатации защиты генераторов от замыкания на землю

ОТ РЕДАКЦИИ

Придавая большое значение снижению токов замыкания на землю в сетях генераторного напряжения для уменьшения вероятности перехода этих замыканий в короткие замыкания, а также снижению числа случаев отключений генераторов ввиду возможности перевода защиты от замыканий на землю с отключения на сигнал при малых токах замыкания, редакция обратилась к ряду работников энергетических систем с просьбой сообщить о ходе осуществления соответствующего решения Технического управления Министерства электростанций.

Одновременно редакция просила поделиться данными о числе и характере повреждений генераторов, связанных с замыканиями на землю, и о поведении защиты от замыканий на землю в прежних и новых условиях.

Ниже публикуются полученные материалы.

Подводя общие итоги высказываниям, можно прийти к заключению, что в большинстве описанных повреждений, относящихся к работе защиты с относительно большими активными токами замыкания на землю, снижение тока и перевод с отключения на сигнал дало бы благоприятный эффект. Особенно уменьшилось бы число ложных отключений генераторов. Это подтверждается уже

имеющимся опытом работы с малыми токами замыкания на землю и с действием защиты на сигнал.

Сообщения работников энергетических систем показывают, что в большинстве энергосистем решение Технического управления уже реализуется и правильно понято персоналом электрических станций и сетей.

Попутно сообщения подтвердили правильность замены для новых электростанций шинных мостов (особенно с опорными изоляторами ИШД-35, о повреждениях которых в пяти случаях сообщается в публикуемых материалах) гибкими связями. Применение последних должно повысить надежность работы, поскольку число изоляторов и число соединений резко снизятся. Правильно также и решение Технического управления о невключении шинных мостов и кабелей в зону защиты генераторов от замыканий на землю, действующей на отключение.

Со времени принятия решения прошло относительно немного времени, поэтому редакция просит продолжать наблюдения за реконструированными установками и сообщать результаты для освещения в журнале.

Инж. Ф. Н. Коваленко—Ростовэнерго

На электростанции два генератора работают непосредственно на шины 10,5 кв.

К шинам генераторного напряжения подключены трансформатор связи с системой, три трансформатора собственных нужд и четыре повышающих трансформатора 10,5/35 кв для питания нагрузки прилегающего района.

До войны защиты от замыканий на землю указанных генераторов имели суммарный ток замыкания на землю 100 а. При этом всякое замыкание на землю, как правило, немедленно переходило в междуфазовое короткое замыкание и сопровождалось отключением.

При восстановлении станции были смонтированы следующие защиты от замыканий на землю: на одном генераторе максимальная токовая с активным сопротивлением в нуле 1 200 ом, на другом генераторе — максимального напряжения с установкой в нуле трансформатора напряжения НОМ-6. Обе защиты были включены на сигнал.

В 1944 г. был случай, когда обе защиты генераторов сработали на сигнал. Появившееся замыкание держалось устойчиво. Поочередным

отключением оборудования было установлено, что замыкание на землю имеет один из однофазных кабелей, соединяющих генератор с шинами 10,5 кв.

В 1946 г. случай работы защиты на сигнал повторился. Так же как и в предыдущем случае, повреждение было найдено поочередным отключением оборудования. Оно было обнаружено в одном из однофазных кабелей, соединяющих шины 10,5 кв с трансформатором собственных нужд.

В 1948 г. обе защиты генераторов за период с 21 по 25 мая в разное время кратковременно работали шесть раз. К этому времени в нуле генератора, так же как и у второго генератора, был установлен трансформатор напряжения НОМ-6 вместо активного сопротивления 1 200 ом. При замыкании в седьмой раз «земля» держалась устойчиво в течение получаса. Так же как и в предыдущих случаях, повреждение за это время найдено было поочередным отключением. Поврежденным оказался трехфазный бронированный кабель марки СБС 185×3, соединяющий трансформатор с шинами 10,5 кв, и место по-

вреждения удалось затем обнаружить по наличию брызг застывшего свинца. Броня поврежденный не имела. Свинец расплавлен на площади около 10 см^2 . Одна из жил выгорела по сечению примерно на 30%. Бумага других жил обуглена на толщину трех слоев.

На генераторе другой электростанции, работающем в блоке с трансформатором, в 1950 г. во время капитального ремонта была заменена защита от замыканий на землю. В нуль генератора был включен вместо активного сопротивления 680 ом трансформатор напряжения НОМ-10. Уставка на реле напряжения защиты была принята в 9 в ; параллельно обмотке реле включено активное сопротивление 60 ом .

В сентябре на одну фазу шинного моста этого блока упал отрезок алюминиевой шины размером $10 \times 12 \times 600 \text{ мм}$, забытый в верхней части конструкции моста во время монтажа, он лег на

шину, касаясь одним концом металлической конструкции. В месте касания отрезка с конструкцией было небольшое искрение. Защита от замыканий на землю блока сработала на сигнал. Причина замыкания на землю была установлена осмотром оборудования и отрезок шины был штангой сброшен без остановки блока.

Описанные случаи, безусловно, подтверждают правильность указания Технического управления МЭС о включении на сигнал защит от замыканий на землю генераторов, имеющих в системе генераторного напряжения небольшой емкостный ток замыкания на землю.

Несомненно, что три из описанных выше случаев перешли бы в междуфазовые короткие замыкания и все четыре случая сопровождались бы немедленным отключением генераторов при наличии защит от замыканий на землю с большим активным током замыкания на землю.

Инж. А. К. Дубовицкий—Горэнерго

Ниже рассмотрены случаи действия защиты от замыканий на землю генераторов, имевшие место за время 1941—1950 гг. Основные данные, характеризующие защиты всех генераторов, находящихся в эксплуатации на двух электростанциях, приведены в таблице.

Защиты, действующие на отключение. Генератор № 3 два раза отключался защитой от замыканий на землю; один раз — вследствие однофазного замыкания на землю обмотки статора (на расстоянии 82% витков от нуля). Повреждение изоляции произошло в пазу стали статора. Активный ток замыкания в месте повреждения составлял при этом $\sim 120 \text{ а}$. Поскольку защита отключала генератор с выдержкой времени, определяемой временем срабатывания реле ИМ-143 и ЭП-231 ($\sim 0,2 \text{ сек.}$), сталь статора осталась неповрежденной. Ремонт статора генератора заключался в замене одного стрижня обмотки.

Второй раз защита от замыкания на землю отключила этот же генератор ложно при однофазном замыкании на землю в сети генераторного напряжения вследствие излома чугунных спиралей, с помощью которых выполнено заземление нулевой точки генератора. После дополнения схемы этой защиты токовым реле случаев ложной работы защиты не было.

Блок генератор — трансформатор № 5 до изменения схемы защиты от замыканий на землю отключился один раз одновременно защитой от замыканий на землю и дифференциальной защитой вследствие повреждения одного из силовых кабелей, соединяющих генератор с трансформатором.

Блок генератор — трансформатор № 7 до изменения схемы один раз отключался ложно защитой от замыканий на землю. Причина ложной работы защиты осталась невыясненной.

Защиты, действующие на сигнал. Защита от замыкания на землю генератора № 12 действовала после включения генератора в работу с пониженной изоляцией обмоток статора.

После срабатывания защиты и действия сиг-

нализации, примерно через 10 сек. (по ориентировочному определению дежурного персонала), блок генератор-трансформатор № 12 отключился дифференциальной защитой; при этом выпал блинкер дифференциальной защиты генератора (выполнена с помощью индукционных реле с тормозными катушками с уставками: чувствительность $0,2 \text{ а}$, торможение 10%, время в независимой части $0,1 \text{ сек.}$) и блинкер дифференциальной защиты блока, охватывающей генератор и трансформатор (выполнена с помощью реле ЭТ-521 с быстроснабжающимися трансформаторами с чувствительностью, равной $1,5 I_{ном}$). При осмотре генератора было установлено повреждение изоляции двух фаз обмотки статора в лобовых частях (пробой изоляции и замыкание на корпус), а на третьей фазе — перекрытие на корпус на выводах генератора.

Заслуживает внимания случай работы защиты от замыканий на землю блока генератор — трансформатор № 8. Генератор был разгружен и остановлен через 1 ч. 17 м. после срабатывания защиты и действия сигнализации. При осмотре было выявлено повреждение изоляции одной фазы обмотки статора в пазу генератора. Сталь статора осталась неповрежденной.

Из четырех случаев работы защиты от замыканий на землю, действующей на отключение, в двух случаях защита действовала ложно.

Из шести случаев действия защиты от замыканий на землю генераторов (как на отключение, так и на сигнал) повреждение самих генераторов имело место в трех случаях.

Это показывает, что повреждения в генераторах бывают относительно редко, и при малых токах замыкания на землю защиту от замыканий на землю, в частности блоков генератор — трансформатор, безусловно, следует выполнять с действием на сигнал. При этом в случае повреждения изоляции обмоток статора генератор может быть безболезненно остановлен после перевода нагрузки на другие генераторы, а вместе с тем исключаются отключения генераторов из-за ложного действия защиты.

№ п.п.	С какого года работает генератор	Присоединение к сети	Схема защиты от замыканий на землю	Активный ток замыкания на землю	
1	1929	Оба генератора работают на общую кабельную сеть на 6 кв		40—70 а	
2	1938				
3	1940	То же		64—128 а	
4	1941				
5	1930	Работает в блоке с трансформатором 6,6/110 кв			
6	1931	То же			
7	1932	То же			
8	1929	То же			
9	1948				
10	1948				
11	1949				
12	1950				

В энергосистеме все генераторы, работающие на шины станций, имеют защиту от замыкания на землю, выполненную по типовым схемам. Применяется схема защиты максимальной мощности нулевой последовательности с компенсацией тока небаланса.

Генераторы находятся в работе продолжительное время (некоторые в течение 20 лет) и за весь период эксплуатации в них было три случая замыкания на землю.

Первый случай имел место в 1937 г., когда от действия защиты от замыканий на землю отключился генератор 12 тыс. кВт, 6 кВ типа Т-2219/87. Повреждение оказалось в обмотке статора генератора: произошел пробой изоляции одной фазы на корпус в месте, соответствующем примерно 70% витков обмотки, считая от нуля генератора.

Авария была вызвана атмосферным перенапряжением грозового характера вследствие прямого удара молнии вблизи воздушной линии, присоединенной к станционным шинам 6 кВ через короткий (менее 200 м) кабельный участок. Впоследствии эта воздушная линия была заменена кабелем. Несмотря на то, что активный ток замыкания на землю достигал 60 а, площадь поврежденной изоляции была невелика (примерно $2 \div 3 \text{ мм}^2$) и ремонт легко был выполнен на месте.

Последующие случаи произошли на другой электростанции. Заслуживает внимания замыкание на землю генератора типа Т2-25-2 25 тыс. кВт, 10,5 кВ, которое было в 1943 г. После отключения генератора защитой от замыканий на землю не удалось определить место повреждения, и так как проверка изоляции мегомметром дала хорошие результаты, то генератор был включен в работу. Спустя неделю, он вновь отключился от защиты и опять не удалось определить место повреждения.

Так как по условиям нагрузки возникал большой дефицит мощности, то главный инженер энергосистемы дал указание перевести действие защиты от замыканий на землю на сигнал, а генератор немедленно включить в работу. В процессе дальнейшей работы в течение 20 час. наблюдались девять кратковременных срабатываний защиты этого генератора, который продолжал нести полную нагрузку до снижения максимума.

После остановки тщательным осмотром были обнаружены следы пробоя изоляции на гетинаксовых клищах шинных выводов одной из фаз генератора, которые и были заменены.

В 1949 г. действием защиты от замыканий на землю отключился генератор аналогичного типа.

Причина: попадание воды на кабельную сборку у генератора вследствие повреждения обратного клапана сетевого насоса, расположенного рядом с генератором. По условиям нагрузки немедленного включения генератора не требовалось.

Следует особо отметить отключение другого генератора типа Т2-25-2 в 1947 г. В рассматриваемом случае, как было установлено, при замыкании на землю кабельной линии 10 кВ последовало замыкание на землю другой фазы в обмотке статора. Возникшее двойное замыкание на землю привело к отключению генератора дифференциальной защитой. Одновременно от поперечно-дифференциальной защиты отключилась упомянутая выше сдвоенная кабельная линия. В обмотке статора поврежденным оказался пятый стержень, считая от выводного конца, на расстоянии 100 мм от края стали статора, с перекрытием на каппу ротора. Поврежденный стержень соответствовал примерно 85% числа витков обмотки, считая от нуля генератора. До повреждения отмечалась несколько меньшая величина сопротивления изоляции поврежденной фазы (35 мгом) по сравнению с другими (100 мгом).

Регулярные профилактические испытания изоляции обмоток генераторов повышенным напряжением стали проводиться на этой станции, начиная со второй половины 1947 г., после получения соответствующей испытательной аппаратуры. Максимальный активный ток замыкания на землю составлял тогда 120 а.

После выхода известного решения Технического управления величина активного тока замыкания на землю уменьшена на этой станции до 80 а и подготовлено дальнейшее уменьшение до 40 а. На других станциях энергосистемы активный ток сразу был доведен до этой величины.

На электростанции, где естественный ток замыкания на землю меньше 5 а, нейтраль генератора изолирована, и действие защиты его переведено на сигнал с использованием устройства контроля изоляции шин генераторного напряжения. До настоящего времени на этой станции случаев замыкания на землю не было.

Из опыта эксплуатации генераторов в рассматриваемой энергосистеме следует, что: 1) вероятность замыкания на землю обмотки статора генераторов при условии проведения регулярных профилактических испытаний изоляции невелика; 2) ограничение зоны защиты от замыканий на землю генератора собственно обмоткой статора, безусловно, целесообразно.

Инж. А. А. Алексеев—Ивэнерго

В энергосистеме в течение 1946—1950 гг. было зарегистрировано 11 случаев замыканий на землю на электрооборудовании и в электросетях генераторного напряжения с малым током замыкания на землю. Защита от замыканий на землю генераторов, работающих на эти электросети, действовала на отключение. Ниже приво-

дится краткое описание работы защиты при замыканиях на землю.

В 1947 г. блок генератор—трансформатор мощностью 30 тыс. кВа отключило реле максимальной мощности защиты от замыканий на землю. Активный ток на землю был 130 а. Отключение произошло из-за наброса со строитель-

ной площадки проволоки, замкнувшей одну фазу ввода у трансформатора 6,6 кВ на землю.

В 1946 г. от ложной работы максимальной токовой защиты от замыканий на землю отключился блок генератор—трансформатор мощностью 30 тыс. кВА. Активный ток на землю равен был 5 А. При проверке ни в первичной коммутации силового оборудования, ни в цепях защиты повреждений и дефектов не было обнаружено. Причина ложной работы защиты не выяснена.

Два случая замыканий на землю произошли на ответвлении от блока генератор—трансформатор мощностью 43,75 тыс. кВА, 10 кВ в зоне защиты от замыканий на землю. Выключатель ответвления 10 кВ при этом правильно отключался токовой защитой от замыканий на землю. Блок

оставался в работе после отключения поврежденного оборудования. Активный ток на землю был 10 А.

Было семь случаев замыканий на землю в сетях генераторного напряжения 6,6 кВ вне зоны действия защиты от замыканий на землю генератора. Активный ток замыкания на землю 20 и 36 А. Во всех этих случаях неправильных действий защиты от замыканий на землю генераторов не было.

В 1950 г. на всех генераторах, не работающих на сеть генераторного напряжения, защита от замыканий на землю переведена с действием на сигнал. На генераторах же, работающих на разветвленные сети генераторного напряжения, защита от замыканий на землю остается включенной с действием на отключение генераторов.

Инж. Ф. Ф. Петухов—Челябэнерго

Замыкания на землю в сети генераторного напряжения (активный ток замыкания на землю 120—160 А) в энергосистеме за период 1945—1950 гг. характеризуются следующими цифрами: в 1945 г. — 1 случай; в 1946 г. — 4 случая; в 1947 г. — 5 случаев; в 1948 г. — 1 случай; в 1949 г. — 6 случаев и в 1950 г. — 5 случаев, всего 22 случая. В одном из этих случаев произошло двойное замыкание на землю с повреждением обмотки генератора. Замыкания на землю имели место: в сети потребителя — 4 случая; в отходящих кабелях — 13 случаев; в кабелях генераторов — 1 случай; в обмотках статора генератора — 2 случая (один из них связан с замыканием на землю в сети) и на ошиновке генераторного напряжения трансформаторных групп — 2 случая.

Все случаи замыкания на землю, за исключением двух случаев замыкания на ошиновке трансформаторных групп, были отключены защитами от замыканий на землю, действующими на отключение с выдержками времени 0,5—3 сек.

Представляют интерес следующие случаи.

7 августа 1946 г. появилась «земля» на ошиновке 10-кВ трансформаторной группы 30 тыс. кВА. Сработала сигнализация замыканий на землю данной секции шин. Ток замыкания на землю на секции был 120 А.

При появлении «земли» персонал немедленно приступил к поиску поочередным отключением присоединений, для чего потребовалось объединить две секции шин 10 кВ. При этом ток замыкания на землю увеличился до 200—220 А.

Пока персонал занимался поисками, от защиты отключились выключатели в нейтральных трех генераторов с временем 12—15 сек. и ток замыкания на землю снизился до 40 А. При отключении выключателя 10-кВ трансформаторной группы, имевшей повреждение, «земля» исчезла.

Осмотром ошиновки место повреждения не было обнаружено, и трансформаторная группа была снова включена в работу. Никаких ненормальностей при этом не наблюдалось, и только по истечении некоторого времени при детальном

осмотре был обнаружен лопнувший опорный изолятор.

25 июля 1947 г. появилась «земля» на отходящей линии 10 кВ, и в следующий момент отключился от дифференциальной защиты генератор 30 тыс. кВА. При осмотре панелей защиты было обнаружено, что линия отключена защитой от замыкания на землю с выдержкой времени 0,5 сек.

Проверка показала, что кабель и обмотка генератора имеют замыкание на землю на разных фазах. Вследствие двойного замыкания на землю генератор отключился дифференциальной защитой, как более быстродействующей, до того, как успела сработать защита от замыканий на землю генератора с реле ИМ-143.

Необходимо отметить, что этот случай не характерен, так как изоляция обмотки данного генератора является дефектной с момента пуска и при ежегодных испытаниях повышенным напряжением часть стержней обмотки заменялась.

7 июня 1950 г. появилась «земля» на ошиновке 10-кВ трансформаторной группы 60 тыс. кВА. Сработала сигнализация. Ток замыкания на землю в сети генераторного напряжения был 100 А. В момент поиска «земли» дежурный увидел, что на шинном мосту 10-кВ трансформаторной группы горит дуга. От руки была отключена трансформаторная группа. Причиной замыкания на землю явился пробой опорного изолятора ИШД-35.

21 октября 1950 г. защитой от замыканий на землю с реле максимальной мощности был отключен генератор 30 тыс. кВА. Проверка обмотки статора генератора мегомметром показала полную «землю» на фазе С. Ток замыкания на землю был 120 А.

Генератор был вскрыт. Место повреждения находилось на 95% витков обмотки, считая от нулевой точки. Повреждения стали были незначительны.

Согласно указаниям Технического управления в энергосистеме в 1950 г. переведены действием на сигнал защиты от замыканий на

землю трех блоков генератор-трансформатор с максимальной величиной емкостного тока замыкания на землю менее 4 а. Намечается в дальнейшем перевод всех остальных защит на действие от емкостного тока, что позволит исклю-

чить активный ток замыкания на землю (100—160 а). Соответственно в сети будут сняты защиты от замыканий на землю, действующие на отключение, и повышена бесперебойность электроснабжения потребителей.

Инж. Г. В. Подковыров и инж. Д. Д. Рудзинский—Узбекэнерго

В энергосистеме имели место следующие случаи отключения генераторов защитой от замыкания на землю:

1. В 1945 г. генератор был отключен максимальной токовой защитой от замыканий на землю с фильтром тока нулевой последовательности и фазными трансформаторами тока ($I_{mp} = 12$ а, емкостный ток сети 6 кВ—65 а, активный ток замыкания на землю 120 а). Отключение произошло вследствие пробоя изоляции фазы на корпус на расстоянии около 70% витков от нуля.

2. В 1945 г. произошло перекрытие изолятора шинного моста гидрогенератора. Генератор был отключен защитой с реле ИМ-143 ($I_{макс} = 60$ а).

Ввиду того, что генератор работает в блоке с трансформатором (к шинам генераторного напряжения присоединены, кроме повысительного трансформатора, только трансформаторы собственных нужд), генератор при изолированной нейтрали мог быть сохранен в работе.

3. В 1949 г. генератор был отключен максимальной токовой защитой нулевой последовательности ($I_{з. макс} = 5$ а) вследствие того, что из-за неудовлетворительного контакта в месте соединения параллельных ветвей статорной обмотки генератора произошло возгорание изоляции с последующим перекрытием фазы на землю.

4. В 1949 г. при искусственном замыкании одной фазы на землю в сети 6 кВ при измерениях емкостного тока (равного 60 а) у генератора на другой фазе произошел пробой на землю миканитовой гильзы в месте выхода ее из паза. Возникшее при этом двойное замыкание на землю вызвало работу максимальной токовой защиты с трансформатором тока нулевой последователь-

ности ($I_{mp} = 10$ а), отключившей генератор от сети (дифференциальной защиты генератор не имеет). Пробой изоляции генератора произошел из-за сильной ее изношенности.

5. В 1949 г. турбогенератор отключен защитой от замыкания на землю с реле максимальной мощности ($I_{з. макс} = 60$ а) вследствие замыкания фазы на землю из-за попадания на изоляторы и шины выводов генератора воды, подтекавшей с площадки агрегата под нижнюю крышку турбогенератора. При этом была угроза перекрытия изоляторов на землю на других фазах.

6. В 1949 г. в результате виткового замыкания в статорной обмотке, происшедшего в средней части паза одной фазы генератора, сопровождавшегося замыканием на землю (расплавленная медь приварилась к корпусу), генератор, работавший на сеть 6 кВ с емкостным током 60 а, отключен максимальной токовой защитой от замыканий на землю с трансформатором тока нулевой последовательности ($I_{mp} = 10$ а, емкостный ток сети $I_{зЕ} = 60$ а, активный ток $I_{зА} = 60$ а).

7. В 1949 г. генератор был отключен защитой от замыканий на землю с реле максимальной мощности из-за повреждения изоляции фазы С (30% витков от нулевой точки) и замыкания ее на землю выпавшей жестию из зубца статора, которая будучи повернута ротором, прорезала изоляцию. Выпадение жестию произошло, видимо, из-за ослабления крепления пакета, так как при осмотре были обнаружены и извлечены еще три конца зубцовой жестию.

Из рассмотренных семи случаев в двух случаях немедленного отключения генератора не требовалось.

Инж. Е. Ф. Корниенко—Киевэнерго

За 4 года было одно замыкание на землю в кабеле одного из генераторов. Защита, выполненная с помощью трансформатора тока нулевой последовательности, отключила генератор.

За последнее время в системе 10 кВ на всех генераторах, работающих на распределительные шины, была выполнена чувствительная защита, использующая трансформаторы тока нулевой последовательности с током трогания ~ 5 а. Емкостный ток был полностью скомпенсирован. Одновременно с этим была переделана защита от замыканий на землю во всей сети 10 кВ генераторного напряжения. Эта защита действует на сигнал.

На линиях установлена индивидуальная направленная защита с компенсацией угловых по-

грешностей трансформаторов тока нулевой последовательности путем создания внутреннего сдвига в реле.

На линиях 10 кВ, питающих трансформаторные помещения, установлена групповая токовая сигнализация замыканий на землю с ручным искателем.

В результате этой реконструкции однофазные замыкания на землю в сети 10 кВ, переходившие раньше почти немедленно в междуфазовые замыкания, в настоящее время в большинстве случаев держатся длительно (до 1 часа) и ликвидируются путем отыскания поврежденного участка и последующего отключения его без недопуска электроэнергии потребителям.

На генераторах энергосистемы нулевая точка заземлена через активное сопротивление. Величина этого сопротивления такова, что при работе всех генераторов активный ток замыкания на землю составляет примерно 160 *а*. Защита от замыканий на землю генераторов выполнена с помощью реле максимальной мощности нулевой последовательности и компенсацией тока небаланса.

За последние годы имели место два случая замыкания на землю.

Первый случай произошел в 1944 г. В работе были все генераторы. На шинном мосту, соединяющем генератор с распределительным устройством, произошло однофазное замыкание на

Инж. М. П. Остропольский—Харьковэнерго

Рассмотрение случаев работы защиты от замыкания на землю генераторов энергосистемы показывает, что замыкание на землю обмоток статора генератора бывает относительно редко, а более часто имеют место или случаи ложной работы защиты генератора при внешних повреждениях, или замыкания на землю вне обмотки генератора (шины или кабели). В этом отношении характерны следующие случаи.

1. Защита от замыкания на землю двух генераторов, работающих в блоке с повысительными трансформаторами, была осуществлена при помощи токового реле, действующего на отключение отпайки на трансформатор собственного расхода без выдержки времени и с выдержкой времени второй ступени порядка 1 сек. на отключение генератора. Ток замыкания на землю составлял 12 *а*. Связь генераторов с повысительными трансформаторами осуществлена при помощи шинного моста протяженностью 25—30 м, проходящего на открытой подстанции параллельно зданию служебного корпуса.

В 1946 г. действием защиты от замыканий на землю отключился сначала выключатель отпайки, а затем и сам генератор. После остановки генератора была произведена проверка изоляции трансформатора отпайки и генератора. Изоляция оказалась вполне исправной, и генератор был вновь включен в работу. Схема защиты достаточно проста и надежна, замыкания на землю в цепях оперативного тока в момент аварии не наблюдалось. Предположить ложную работу защиты не было никаких оснований и поэтому решили, что произошел наброс проволоки с крыши служебного корпуса на шинный мост, так как в этот день был сильный ветер.

В качестве мероприятия, предотвращающего аналогичные аварийные отключения, был осуществлен перевод защиты на сигнал. Для этого заземляющее сопротивление в нуле генератора было увеличено до 720 *ом*, а ток был снижен до 5 *а*.

2. В 1950 г. на одном генераторе появился сигнал защиты от замыканий на землю. Измерение токов в реле подтвердило наличие повреждения в электрической цепи генераторного напряжения. Генератор был в плановом порядке раз-

землю, перешедшее в трехфазное. Повреждение было отключено дифференциальной защитой. В результате трехполюсного короткого замыкания повреждены изоляторы на шинном мосту. Других повреждений не было. После замены изоляторов генератор был включен в работу.

Второй случай произошел в 1949 г. У генератора обломался приваренный на заводе конец токоведущего стержня. Причиной поломки явилась заводской дефект сварки. Оставшаяся в работе часть стержня перегружалась, что вызвало чрезмерный нагрев контакта в месте соединения стержня с вилкой. Произошел пробой изоляции. Генератор отключился защитой от замыканий на землю. Поврежденный стержень был заземлен. Других повреждений в генераторе не было.

гружен и остановлен. Осмотром найден один треснувший изолятор на шинном мосту, который дал перекрытие на землю. После замены изолятора генератор был вновь включен в работу.

3. В 1949 г. действием защиты от замыканий на землю отключился генератор 24 тыс. *квт*, включенный на шины генераторного напряжения. Одновременно на шинах генераторного напряжения появился сигнал замыкания на землю в сети 6 *кв* и вслед за этим действием максимальной защиты отключилась одна из отходящих линий 6 *кв*.

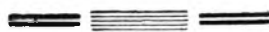
При подъеме напряжения на генераторе с нуля ненормальностей обнаружено не было. Измерением токов небаланса в цепи трансформаторов тока, соединенных в схему фильтра токов нулевой последовательности, при нагрузке статора 1800 *а* обнаружен повышенный небаланс (200 *ма* против 5 ÷ 8 *ма*, имевшихся ранее при номинальной нагрузке).

Как выяснилось, на линии имело место замыкание на землю, перешедшее в междуфазовое короткое замыкание.

Генератор имел защиту от замыкания на землю, выполненную при помощи реле мощности и блокировки от напряжения нулевой последовательности. Наличие повышенного небаланса (200 *ма*) в момент появления напряжения нулевой последовательности во время замыкания на землю в линии привело к ложному срабатыванию защиты и отключению генератора.

Для выяснения причины повышенного небаланса была произведена проверка трансформаторов тока, и снятием характеристик намагничивания был обнаружен поврежденный трансформатор на одной из фаз. Под слоем изоляции было обнаружено повреждение витковой изоляции трансформатора тока, повидимому, вызванное заводским дефектом обмотки и нарушением изоляции от динамического воздействия во время сквозного короткого замыкания.

Появление однофазного замыкания на землю в сети генераторного напряжения вызвало срабатывание блокировки напряжения нулевой последовательности, разрешающей действие защиты и приведшей к ее ложному срабатыванию.



Применение самоходного копра для рыхления мерзлого грунта

Как известно, зимой грунт даже в средней полосе СССР промерзает на $1,0 \div 1,2$ м, поэтому рытье небольших котлованов для опор линий электропередачи приходится производить фактически с помощью ломика и кувалды, что отнимает много времени и требует больших затрат труда.

Трестом Ленэлектросетьстрой испытан способ разработки мерзлого грунта самоходным копром со специальным приспособлением — зубчатым рыхлителем (рис. 1). Способ этот, резко повысивший производительность труда, заключается в следующем.

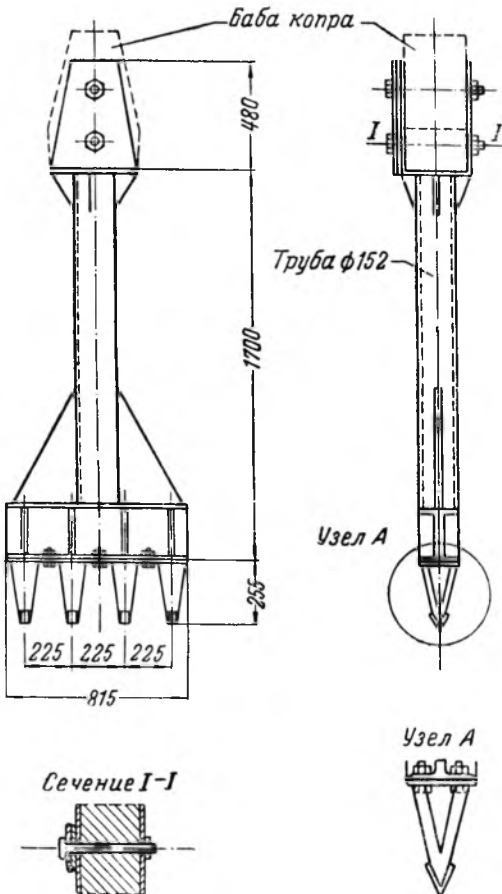


Рис. 1. Конструкция приспособления к самоходному копру для рыхления мерзлого грунта.

К ударной бабе копра механически на болтах крепится специальный зубчатый рыхлитель весом ~ 200 кг (без бабы). При ударе бабы с рыхлителем о землю зубья рыхлителя врезаются в грунт и, имея формы клина, откалывают куски мерзлой земли.

Конструкция рыхлителя позволяет разрабатывать мерзлый грунт на глубине до $1,0 \div 1,2$ м.

Этот механизм можно применять не только на разработке котлованов под опоры линий электропередачи, но и котлованов под ленточные фундаменты зданий и траншей для прокладки кабелей и заземления.

На рис. 2 приведена схема производства земляных работ с применением дробящего приспособления, смонтированного на самоходном копре.

Перед началом работ копра в намеченном котловане вынимается часть грунта (размером 85×50 см по поверхности и 50 см глубиной). После этого копер с рыхлителем устанавливается таким образом, чтобы зубья рыхлителя

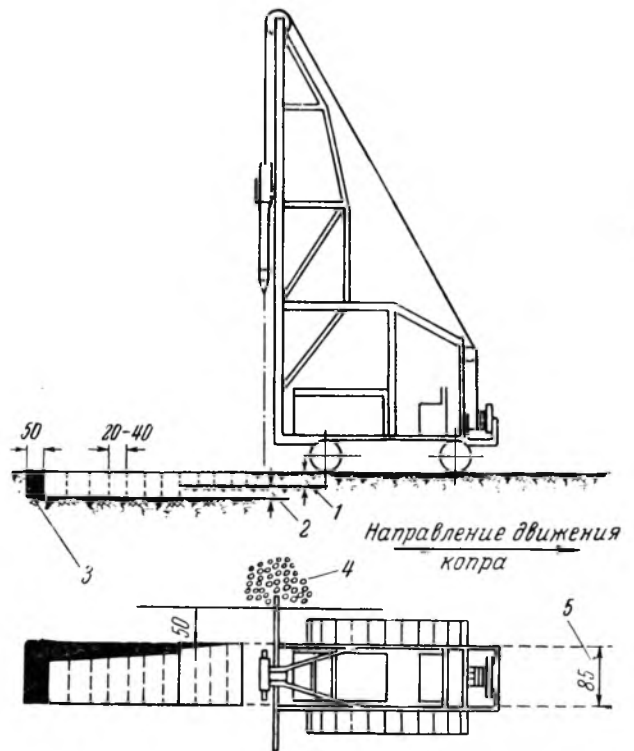


Рис. 2. Дробление мерзлого грунта при помощи приспособления к самоходному копру.

1 — $25 \div 40$ см слой грунта, разработанный за первый проход; 2 — $25 \div 40$ см то же за второй проход; 3 — грунт, вынимаемый вручную; 4 — грунт вынутый; 5 — ширина вырубаемой траншеи.

при первом ударе пришлось в $20 \div 40$ см от вынудой части грунта. После нескольких ударов (обычно $3 \div 4$ удара) грунт откалывается, трактор передвигается дальше на $20 \div 40$ см и т. д.

Перед рыхлением нижележащего слоя предыдущий слой грунта должен быть убран из котлована.

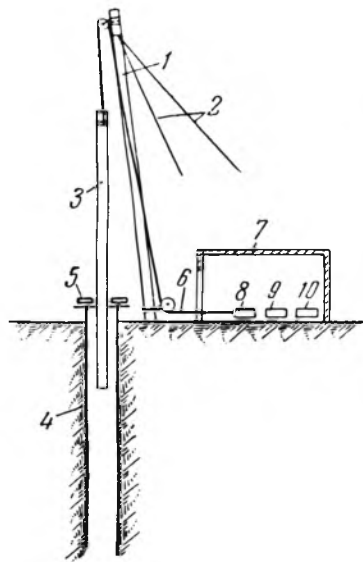
Пробные испытания приспособления для рыхления грунта, проведенные трестом Ленэлектросетьстрой, показали удовлетворительные результаты, производительность механизма составила $12 \div 15$ м³ мерзлого грунта за 8 час. работы

Инж. В. В. Скворцов

Шахта вместо вышки для набивки труб песком

На монтажных площадках гнутье труб диаметром до 108 мм производится, как правило, в холодном состоянии на соответствующих станках. Трубы большего диаметра гнутся в горячем состоянии с набивкой их песком. Последняя операция производится обычно при помощи пневматических молотков, прикрепленных к хомуту, который вручную поднимается и опускается вдоль трубы, установленной наклонно к вышке.

Одной из значительных задержек в этой операции является то, что пневматические молотки при работе часто



останавливаются вследствие заклинивания их при перекосе хомута и на систематическую наладку их тратится значительное время. На монтажной площадке, где предстояло согнуть большое количество стационарных трубопроводов, был применен следующий метод набивки труб песком (см. рисунок). Вместо обычной вышки была установлена мачта 1 с подвешенным блоком. Внизу мачты была вырыта шахта 4 диаметром 1200 мм, в которую опущена обсадная труба, состоящая из обечаек со стенками толщиной 4–5 мм. Глубина шахты 8 м. Пневматические молотки 5 были установлены неподвижно на крышке, закрывающей шахту, а набиваемая песком труба 3, подвешенная через блок к мачте, опускалась в шахту через люк в крышке и поднималась при помощи электротяжки.

Вся установка работала весьма удовлетворительно, пневматические молотки действовали безотказно, в результате сократилась длительность набивки труб песком.

Бункер с песком следует расположить на такой высоте, чтобы песок самотеком засыпался в набиваемую трубу, опущенную при этом в шахту.

Рытье шахты в описываемом случае не представляло каких-либо трудностей по условиям твердости грунта¹. Обсадная труба наращивалась сверху отдельными цапгами по мере опускания ее в результате лодкопа. Выемки лишнего грунта при таком методе сооружения шахты не было.

При этой установке значительно сокращаются затраты рабочей силы, так как один человек обслуживает электротяжку 9, установленную для гнутья труб, компрессор 10, установленный в непосредственной близости, а также производит засыпку песка в трубу и набивку труб песком.

Экономия на рабочей силе с излишком покрывает затраты на электроэнергию, вызванные тем, что набитую песком трубу весом до $2 \div 2\frac{1}{2}$ т приходится в процессе набивки несколько раз поднимать и опускать в шахту.

Следует также учесть, что сооружение шахты и установка мачты обходятся дешевле изготовления и установки вышки и, кроме того, работа на вышке не имеет тех преимуществ по технике безопасности, какие имеются при работе на уровне земли с шахтной установкой.

Инж. Н. Л. Бутенко

¹ В неблагоприятных грунтовых условиях и особенно при высоком уровне грунтовых вод устройство такой шахты может оказаться нецелесообразным. Р е д.

Авария Г-образного крана¹

Несоблюдение монтажных и обслуживающим персоналом правил устройства, освидетельствования и эксплуатации Г-образного крана в одном случае привели к его аварии.

Монтаж котлов согласно разработанному проекту организации работ должен был осуществляться Г-образным краном. Основная техническая характеристика крана: грузоподъемность при вылете крюка 16 м — 15 т, при вылете крюка 10 м — 25 т; высота подъема груза 30 м.

Г-образный кран был установлен на шпальной выкладке, которая была скреплена нагелями в соответствии с чертежом. К шпальной выкладке при помощи восьми нагелей был укреплен металлический лист, к которому была приварена опорная металлическая конструкция крана.

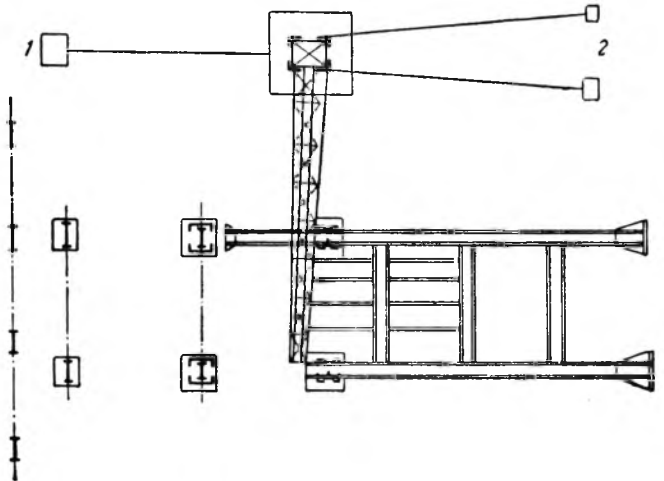


Схема расположения блока стенки каркаса перед подъемом.

1 — лебедка подъема груза; 2 — лебедка поворота крана.

Технической документации по проверке вертикальности и горизонтальности мачты и стрелы, а также по натягу вант не было.

Несмотря на наличие монтажных инструкций, правил техники безопасности и проекта организации работ, кран и его оснастка не были предъявлены к приему инспектору Котлонадзора, причем руководство монтажной площадки не только не запретило работу краном, но осуществило подъем и установку на свое место блока левой стенки каркаса котла весом около 20 т.

На следующий день бригада такелажников в отсутствии руководства участка начала производить подъем второго блока — правой стенки каркаса того же котла весом тоже около 20 т.

Расположение блока стенки каркаса перед подъемом по отношению к крану представлено на рисунке.

Застропка блока стенки была произведена за верхний ригель возле средней его части. Тележка крана для перемещения груза по стреле была закреплена на расстоянии 12 м от оси мачты крана. Поворотное устройство крана было закреплено при помощи троса диаметром 17,5 мм (по проекту следовало диаметром 21,5 мм) к двум ручным лебедкам.

Подъем блока стенки каркаса начался без соблюдения элементарных монтажных правил: пяты колонн каркаса при подъеме всего блока не имели свободного перемещения. В результате этого пяты заклинились в грунте, и при подъеме блока полисап образавал с вертикальностью угол $\sim 18-20^\circ$. Так как поворотное устройство было закреплено, то в кране возникли дополнительные крутящие напряжения, которые привели к тому, что от нижней части мачты отскочил один плохо приваренный уголок — раскос.

Одновременно лопнул трос поворотного устройства, что вызвало сотрясение всей конструкции крана и его дальнейшее разрушение.

Началось выпучивание вертикальных уголков в нижней части мачты. Кран начал садиться с поворотом во-

¹ По материалам Главпромэнергомотажа.

круг своей оси, а затем, когда ванты со стороны постоянного торца обрезались о металлоконструкции, кран упал.

Во время падения крана нижняя его часть вся деформировалась, а нижняя опорная конструкция крана соскочила со шпальной выкладки.

В результате отсутствия должной дисциплины, несоблюдения монтажным персоналом элементарных правил установки и эксплуатации крана последний был выведен из строя на длительное время.

Инж. А. С. Львов

Уплотнение воздухоподогревателей и газо-пылепроводов

При монтаже и ремонте газовых, воздушных и пылевоздушных трактов, а также пластинчатых и трубчатых воздухоподогревателей особое внимание должно уделяться тщательному уплотнению стыков. Несоблюдение этих требований сопряжено с перетеканием воздуха из воздушных каналов в газовые, что приводит к перегрузке дымососов, или с потерей разрежения и напора в системе пылеприготовительных устройств и способствует загрязнению помещений котельных угольной пылью.

В секции трубчатых воздухоподогревателей неплотности чаще всего возникают вследствие дефектов в самих трубах. Поэтому при наличии сомнений в плотности каждая трубка трубчатого воздухоподогревателя должна быть подвергнута гидравлическому испытанию.

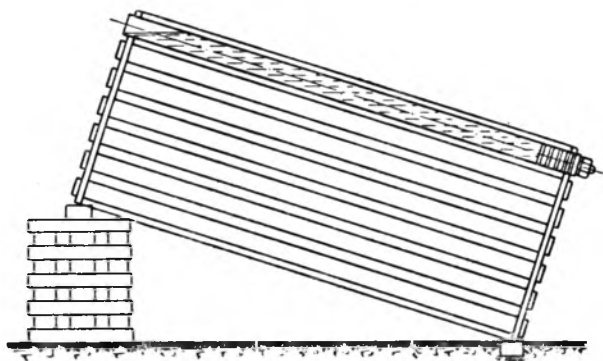


Рис. 1. Испытание наливом трубчатого воздухоподогревателя.

Для этого секцию ставят наклонно (рис. 1), в нижние концы испытываемых трубок вставляются концевые прижимные заглушки (аналогичные заглушкам для индивидуальной опрессовки котельных труб) и в них наливается вода. Падение уровня воды в трубке свидетельствует о дефектности трубки, которая должна быть удалена и заменена новой.

В кубах пластинчатых воздухоподогревателей обычно наблюдают неплотности в зонах швов, соединяющих отдельные пластины, и во фланцевых соединениях между кубами.

При наличии сомнений в плотности кубов для их проверки может быть использована в качестве заглушки глиняная подушка. Для этого устраивается плотный деревянный помост из досок $2 \times 2 = 4 \text{ м}^2$, толщиной 4 см (рис. 2), на который накладывается ровный слой огнеупорной глины толщиной до 10 см. На глину при помощи крана ставится куб так, чтобы газовые каналы были расположены вертикально.

В заглушенные глиной проходы наливается вода и отмечаются мелом неплотные места. После этого аналогично проверяется плотность воздушной стороны.

Что касается плотности соединений фланцевых разъемов на воздушных, газовых и пылевоздушных трактах, то пропитка жидким стеклом асбестовых прокладок для этих целей себя не оправдывает. Такие прокладки быстро просыхают, делаются хрупкими, трескаются, отчего образуются каналы, через которые просачивается пыль и воздух.

Пропитка асбестовых прокладок вискозином или компрессорным маслом с температурой вспышки, равной 240°С , как показал опыт, дает значительно лучшие результаты, так как прокладки значительно дольше сохраняют свою

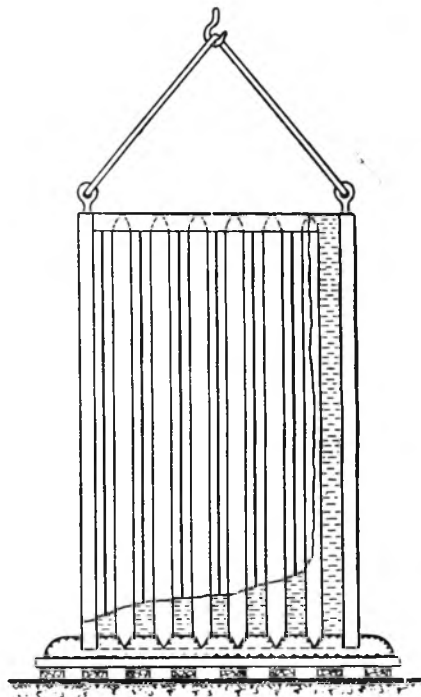


Рис. 2. Испытание наливом пластинчатого воздухоподогревателя.

эластичность. Кроме того, такие прокладки обладают свойством самоуплотнения, так как подсосываемая через неплотность пыль прилипает к масляной поверхности и закупоривает их.

Инж. И. И. Бендерский

Горячая вулканизация стыков прорезиненных транспортерных лент

Соединение прорезиненных транспортерных лент (стыкование) в условиях строительства и эксплуатации электростанций производится, как известно:

- а) с помощью металлических скрепок разнообразного типа, что должно быть категорически запрещено, так как приводит к быстрому разрушению стыка;
- б) путем склейки резиновым клеем и естественной сушки, требующей длительного времени;
- в) прошивкой сыромятными ушивальниками, что является весьма непрочным способом крепления;
- г) наконец, наиболее совершенным и быстрым способом горячей вулканизации.

Основная трудность внедрения горячей вулканизации стыков транспортерных лент заключается в необходимости изготовить переносную плиту — пресс с подогревом ее до 143°С . Имевшиеся чертежи плиты Орггрэс требовали изготовления дорогостоящих моделей и отливки деталей сложной конфигурации из алюминия или силумина. После некоторых неудачных попыток изготовить такую плиту была разработана значительно более простая и доступная к осуществлению конструкция плиты¹, которая не требовала отливки, сварки и сложной обработки (рис. 1).

Плита состоит из двух листов стали толщиной по 10 мм, соединенных между собой болтами. Размер плиты $900 \times 600 \text{ мм}^2$ принят с таким расчетом, чтобы с двух приемов можно было провулканизировать стык длиной

¹ В статье Ю. А. Аболтна и М. Я. Ремез описана еще одна конструкция плиты для горячей вулканизации, «Электрические станции», 1951, № 10.

1200 мм. Между обоими листами проложена рамка из стали толщиной также 10 мм, в которую между слоями листового асбеста и миканита впрессованы две секции нагревательного элемента из фехральной проволоки диаметром 2,5 мм и длиной 9,5 м. Форма секции выбрана с изгибами для компенсации от теплового расширения².

Допустимая плотность тока на данное сечение фехральной проволоки равна $25 \div 30$ а. Все четыре секции (на верхней и нижней плитах) подключаются к вторичной обмотке сварочного трансформатора, один конец каждой секции приболчиванием к плите, последняя заземляется и

стыка доказывают, что его прочность равна заводскому. Необходимо отметить, что при горячей вулканизации стыки получались одинаково надежными как на опытной четырехпрокладочной ленте, так и на серийной, восьмипрокладочной. Эти данные подтверждаются опытом работы трех лент, склеенных способом горячей вулканизации с переклейкой 25 старых стыков. Приводные ремни дробилки работают также на одном клею, без швов.

Время переклейки одного стыка резко сократилось и продолжается теперь со всеми вспомогательными работами и сушкой около 6 час.

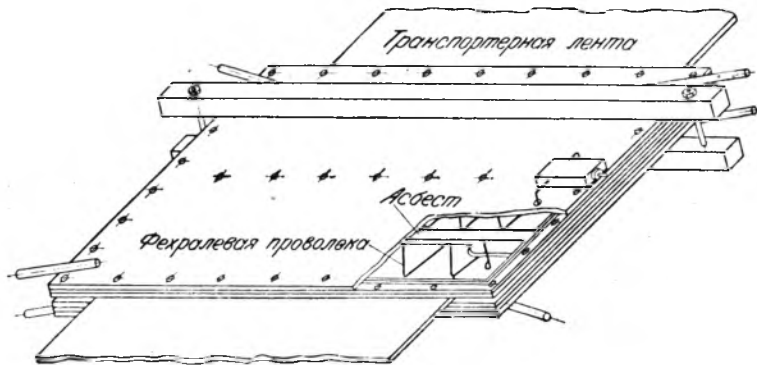


Рис. 1.

присоединяется к заземленному выводу трансформатора (рис. 2). Плита потребляет ток $100 \div 110$ а при напряжении 60 в.

Процесс горячей вулканизации протекает следующим образом:

1. Разделяется ступенчатый стык для четырехпрокладочной ленты на 3 ступени длиной по 400 мм каждая (рис. 3).

2. Стыки промываются раствором этилацетата и ацетона в отношении 3:2 и зачищаются металлическими скребками.

3. Стыки три раза промазываются клеем марки 4АН, изготовляемым заводом «Каучук». Во время первой промазки клей тщательно втирается жесткой малярной кистью, второй и третий раз клей наносится легким слоем. После каждой промазки дается просушка, которая при температуре помещения 20°С продолжается 1 ч. 15 м. Расход смеси для промывки одного стыка — 2 кг, расход клея на 1 стык — 4 кг.

4. Одновременно с третьей промазкой подключаются плиты, так как они должны быть предварительно нагреты до рабочей температуры. Температура горячей вулканизации равняется 143°С, и плита нагревается до этой температуры за 1 час.

5. После окончания последней просушки на первую половину стыка ставятся горячие плиты, лента зажимается между плитами квадратами сечением 60 × 60, стягиваемых болтами диаметром 25 мм. Под прессом лента находится 25 мин., после чего разболчиваются болты, плиты передвигаются на вторую половину стыка и процесс повторяется.

6. По окончании процесса вулканизации лента остывает 1 час, после чего может быть включена в работу.

Опыт горячей вулканизации себя оправдал. Многократные испытания на срез образцов вулканизированного

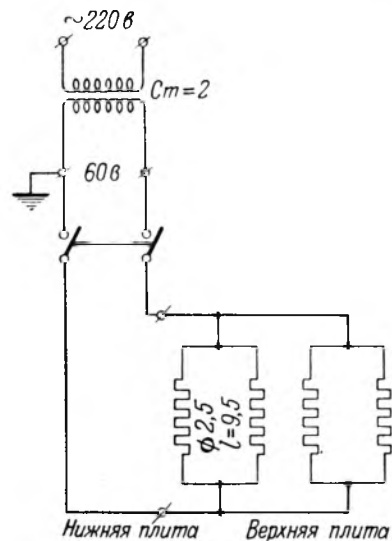


Рис. 2.

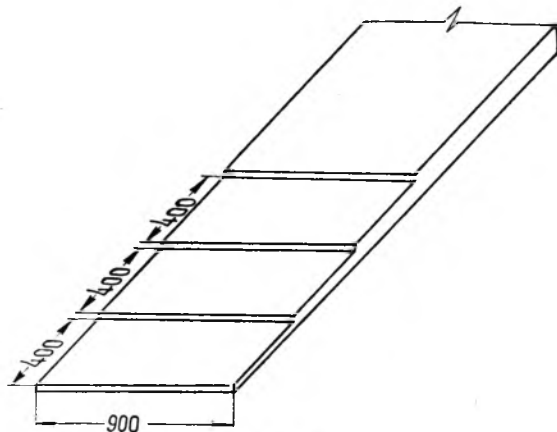
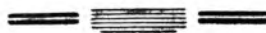


Рис. 3.

Изготовление плит для горячей вулканизации с электрическим нагревом просто и доступно любой механической мастерской.

Инж. П. П. Бронин

* Рабочие чертежи плиты переданы в Оргрэнс.



ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

Использование счетных машин на электростанции

В сентябре 1950 г. на электростанции ввели в работу 7 счетно-вычислительных и 2 суммирующих машины, которые призваны механизировать обработку счетно-бухгалтерских документов. Предварительно на месте были изучены машины и подготовлены операторы из числа работников бухгалтерии и отдела эксплуатации.

С вводом счетных машин вычислительные работы по расчету зарплаты, материальному учету и полностью все работы по технической статистике были переведены на машинную обработку.

Машины были переданы следующим отделам: отделу эксплуатации — 3 счетно-вычислительные машины, главной бухгалтерии — 2 счетно-вычислительные и 2 суммирующие машины, плановому отделу и отделу труда по одной счетно-вычислительной машине.

Однако практика показала неорганизованность и бесконтрольность счетно-вычислительных процессов и далеко неэффективное использование счетных машин при распылении их по отделам.

В начале 1951 г. по возвращении работников, окончивших специальные курсы инструкторов операторов и механиков при Ленинградском учебном комбинате Центрального статистического управления, было приступлено к организации единого машинно-счетного бюро с укомплектованием его работниками бухгалтерии и группы технической статистики, ранее подготовленными для работы на счетных машинах.

В настоящее время на электростанции работает единое машинно-счетное бюро при главной бухгалтерии с филиалом при отделе эксплуатации.

Машинно-счетное бюро укомплектовано постоянным инструктором-оператором, механиком и работниками бухгалтерии, не освобожденными от их основных обязанностей.

Во время скопления большого объема работ, что имеет место главным образом в последних числах месяца, на счетных машинах работают до четырех сотрудников бухгалтерии. В остальное время постоянно работает 1 чел.

Счетное бюро при главной бухгалтерии выполняет все счетно-вычислительные работы основной деятельности, капитального строительства, планового отдела, отделов труда и снабжения, гаража и жилищно-коммунального отдела.

Филиал машинно-счетного бюро при отделе эксплуатации укомплектован двумя техниками-статистиками. Счетно-вычислительные работы по статистике выполняются ежедневно и равномерно, благодаря чему выделенные счетные машины и работающий на них персонал постоянно загружены.

Небольшой период времени применения машин в счетном труде показал, что качество счетно-бухгалтерской работы значительно повышено, исключены арифметические ошибки в таких трудоемких вычислительных и суммирующих процессах, как расчеты по заработной плате, при разработке документов по материальному учету, ежесуточной обработке данных по технико-экономическим показателям работы котлов, турбин и т. д.

Применение машин позволило уменьшить численность счетного персонала на 3 чел. и сократить сроки составления отчетности на 3—4 дня.

П. Д. Скрыпников

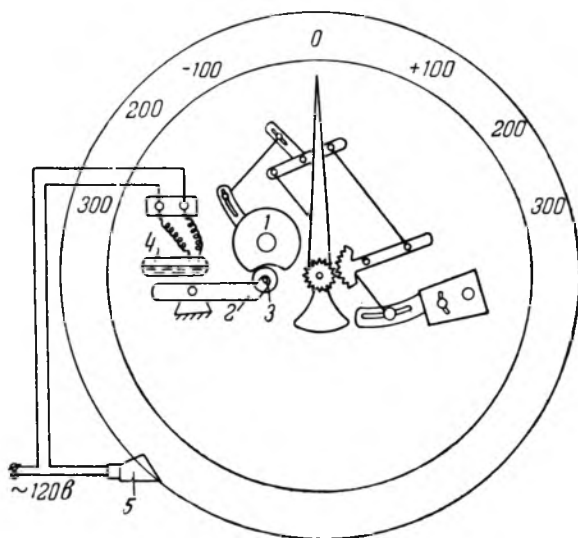
ОТ РЕДАКЦИИ

Придавая большое значение организации машинно-счетного бюро на электростанциях, редакция обращается с просьбой к работникам электростанций и энергоуправлений поделиться на страницах журнала своим опытом по механизации счетно-вычислительных работ.

Сигнализация крайних положений уровня

Для контроля за уровнем воды в барабане с рабочего места кочегара на ряде электростанций приспособлены расходомеры ДП со специальной шкалой, не имеющие сигнализации аварийного положения уровня.

На электростанции Уфимэнерго к этим уровнемерам приспособлена сигнализация (см. рисунок), легко изготавливаемая в условиях эксплуатации.



На остов уровнемера на оси насажен диск 1 с вырезом, а на другой оси 3 — двухплечный рычажок 2 с одноконтактным ртутным выключателем 4. Питание подведено от источника тока 12, 120 или 220 в с сиреной 5.

При повышении или понижении уровня в барабане до аварийного положения диск 1 под воздействием поплавка уровнемера через рычажные системы, поворачиваясь, своим выступом давит на конец рычага 2 и наклоняет выключатель. При этом ртуть, переливаясь, замыкает контакты выключателя, чем включается цепь сирены, и раздается звуковой сигнал, предупреждая обслуживающий персонал об аварийности положения уровня воды в барабане.

Такая сигнализация, изготовленная силами теплоизмерительной лаборатории станции, смонтирована на четырех котлах и работает хорошо.

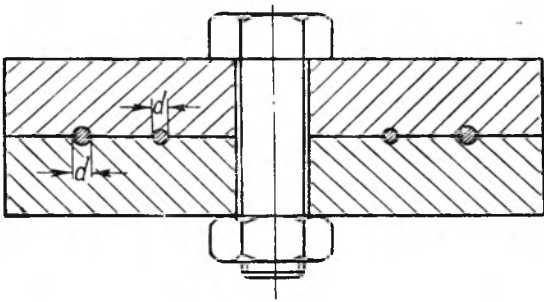
Инж. А. В. Леваков

Резиновые уплотнительные кольца для насосов высокого давления

На грэс Калининградэнерго в качестве уплотнительного материала для насосов высокого давления применяют сырую резину¹.

Уплотнительные кольца из резины диаметром 5 ÷ 6 мм изготавливаются следующим образом.

¹ Предложено нж. Забродина.



Делается прессформа, состоящая из двух стальных дисков, в которых протачиваются канавки по профилю резиновой прокладки (см. рисунок).

Перед изготовлением прокладки форма слегка протирается серебряным графитом, затем из сырой резины толщиной $1 \div 1,5$ мм вырезаются кольца необходимого диаметра и шириной не более диаметра сечения резинового кольца прокладки d .

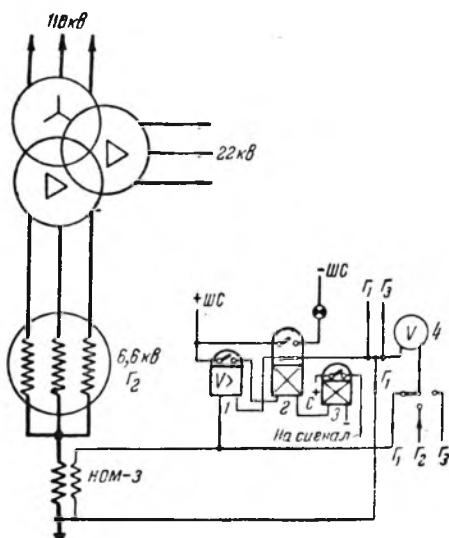
Вырезанные кольца, число которых ($5 \div 10$ шт.) зависит от диаметра сечения прокладки d и толщины сырой резины, протираются авиационным бензином и укладываются в форму. После этого обе половины прессформы стягиваются болтом и подвергаются нагреву до температуры $140 \div 150^\circ\text{C}$, при которой выдерживаются в течение $5 \div 6$ час.

Под воздействием температуры в форме из отдельных колец получается одно кольцо круглого сечения.

Инж. А. В. Жукова

Сигнализация замыканий на землю блоков генератор—трансформатор

Согласно рекомендации Технического управления МЭС на электростанции была произведена замена защиты от замыканий на землю блоков генератор—трансформатор сигнализацией замыканий на землю. Заземляющие устройства генераторов для создания искусственного тока замыкания на землю были демонтированы и в нейтрали генераторов были включены трансформаторы напряжения типа НОМ-3 (3,3/0,11 кВ), от которых помощью реле максимального напряжения и вольтметра (с переключением на три генератора) была выполнена сигнализация. Принципиальная схема сигнализационного устройства показана на рисунке.



Принципиальная схема сигнализации замыкания на землю блоков генератор—трансформатор с переделанными реле ЭН-524 и блинкером РСС.

1 — реле типа ЭН-524; 2 — блинкер типа РСС; 3 — реле типа ЭП-101; 4 — вольтметр на 140 в.

Для получения большей чувствительности примененное в схеме реле максимального напряжения типа ЭН-524/60 было переделано: произведена перемотка катушки медным проводом ПЭШО диаметром 0,4 мм (200 витков) и проводом ПЭ диаметром 0,38 мм (400 витков). Общее сопротивление обмоток составило 100 ом. Последнее позволило снизить напряжение трогания реле до 8 в, при этом сигнализацией охватываются 93% витков обмотки статора.

Дальше увеличивать чувствительность сигнализации замыкания на землю генераторов не представлялось возможным из-за ложного действия ее при переходных явлениях в начальный период короткого замыкания за трансформатором. Опытным путем было установлено, что напряжение смещения нейтрали генератора относительно земли при этом не превышало 6 в (вторичных).

Так как переделанное реле максимального напряжения оказалось термически неустойчивым, то в схеме предусмотрен вывод его из действия с помощью переделанного блинкера типа РСС, как показано на схеме (реле 2).

При срабатывании сигнализации персонал станции на основании местной инструкции отключает генератор от руки или временно оставляет его в работе.

Инж. А. Д. Гатаевич

Устранение заедания разъединителей под напряжением

При производстве переключений на открытой части подстанции 110 кВ произошло заедание разъединителя 110 кВ типа РЛН-110, 600 а завода «Электроаппарат». Разъединитель отключить не удалось. При этом было замечено, что колонки изоляторов вращаются на всех трех фазах, но ножи двигаются только на двух фазах. Стало ясно, что торможение имеет место в верхнем криповинно-шатунном механизме одной из фаз разъединителя.

Попытка отключить разъединитель с помощью штанги, воздействуя ею на конец ножа, осталась также безуспешной.

После этого была произведена под напряжением смазка заедающих частей и разъединитель отключился без особых затруднений. Смазка производилась помощью обычной штанги 110 кВ, на конце которой был укреплен небольшой кусок тряпки, смоченный трансформаторным маслом.

Работа выполнялась с соблюдением правил безопасности. Основным благоприятным условием в данном случае явилась сухая погода.

Следует отметить, что разъединители типа РЛН-110 вообще имеют затрудненный ход и заводу-изготовителю необходимо разработать мероприятия по обеспечению более длительной работы разъединителя без смазки и по обеспечению более легкого хода.

Предлагаемый способ дает возможность избежать вынужденного отключения оборудования для ремонта разъединителя.

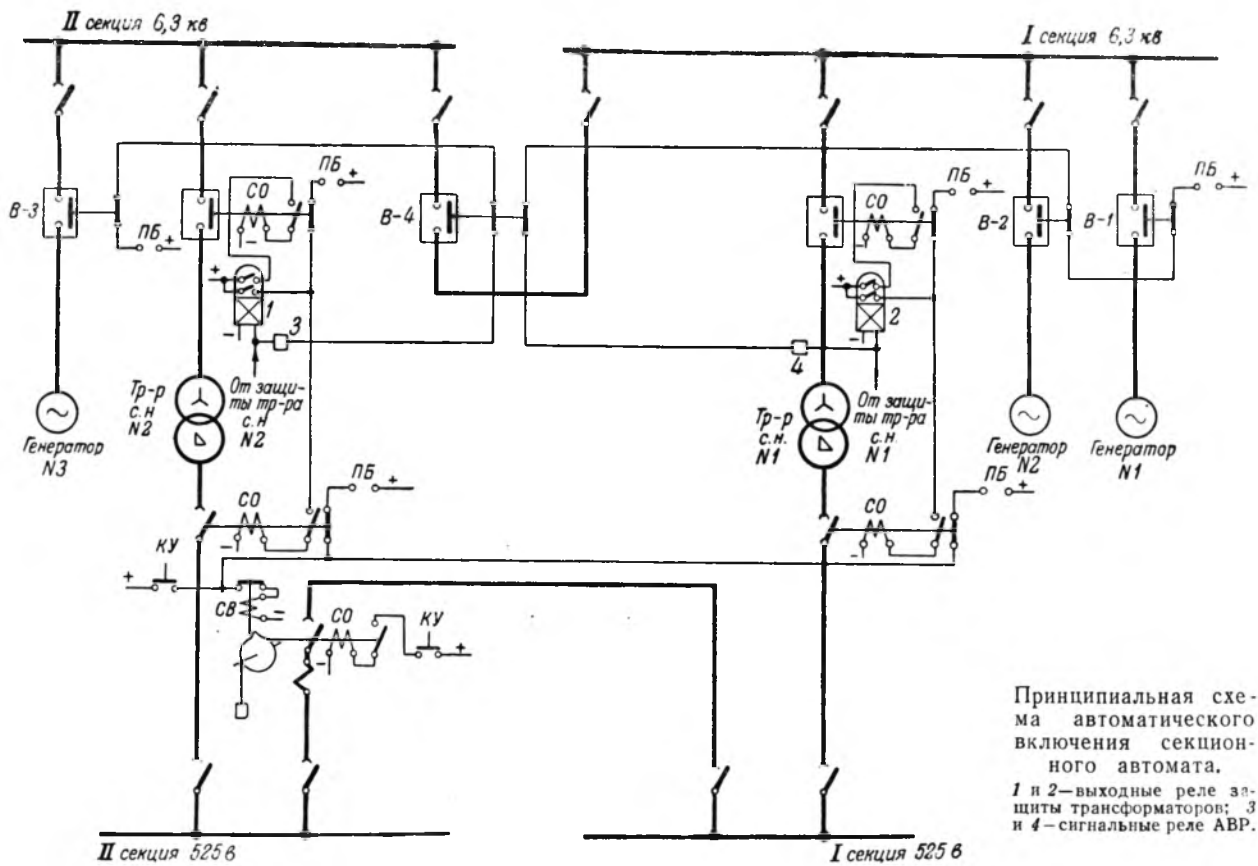
Инж. В. И. Зверев

Малорелейная схема автоматического включения резервного питания

Для обеспечения действия устройств автоматического включения резервного питания при исчезновении напряжения на шинах собственных нужд, вызванного любой причиной, устройства АВР обычно выполняются с пуском как от отдельной защиты минимального напряжения, так и от блок-контактов выключателя с приемной стороны. Типовые схемы АВР имеют по несколько реле на каждый рабочий трансформатор собственных нужд.

Однако в ряде случаев АВР можно осуществить более дешевыми и надежными средствами.

Автором разработана малорелейная схема АВР однократного действия, которая (см. рисунок) осуществляет



Принципиальная схема автоматического включения секционного автомата.
1 и 2—выходные реле защиты трансформаторов; 3 и 4—сигнальные реле АВР.

автоматическое включение секционного автомата (выключателя) при отключении одного из работающих трансформаторов собственных нужд. Пуск АВР производится от блок-контакта автомата (выключателя) с приемной стороны трансформатора.

Ошибочное или самопроизвольное отключение выключателя, установленного с питающей стороны, вызывает автоматическое отключение автомата (выключателя) с приемной стороны. При исчезновении напряжения на шинах питающего источника в результате отключения выключателей всех питающих элементов отключаются также оба выключателя (автомата) трансформатора собственных нужд (плюс подается через последовательно соединенные блокконтакты выключателей всех питающих элементов на выходное реле защиты трансформатора собственных нужд).

Включение секционного автомата (выключателя) производится грузовым приводом (например, производства Ремонтно-механического завода Латвэнгерго), чем достигается однократность действия устройства АВР.

Деблокировка АВР осуществляется переключателем ЛБ. В схеме применяется лишь два сигнальных реле типа ЭС-21.

Время восстановления питания на шинах собственных нужд колеблется в пределах $0,2 \div 3$ сек. в зависимости от причины прекращения питания. Наибольший перерыв будет при возникновении короткого замыкания на питающих шинах. При отсутствии специальной защиты шин (на электростанциях малой и средней мощности) длительность этого перерыва будет зависеть от выдержки времени, установленной на максимальной защите генераторов. Ввиду того, что распределение электроэнергии от электростанций малой и средней мощности осуществляется в большинстве случаев по радиальной сети, выдержка времени этой защиты обычно не превосходит 3 сек.

На электростанциях, имеющих быстродействующую защиту шин, длительность перерыва в питании собственных нужд будет значительно меньше.

Достоинством малорелейной схемы является ее простота и большая надежность за счет отсутствия излишней аппаратуры.

Инж. А. М. Пружанский

ОТ РЕДАКЦИИ

На электростанциях малой и средней мощности, а также на многих подстанциях нередко оказывается возмож-

ным выполнять схемы АВР более простыми и экономичными по сравнению со схемами, применяемыми в крупных установках. Примером является описываемая схема. При малом числе источников питания схема с несколькими соединенными последовательно блок-контактами может быть достаточно надежной. В схеме однократность действия обеспечивается вместо обычно применяемого электромагнитного реле с задержкой (типа РЭ) грузовым приводом на секционном выключателе. Для упрощения в схеме исключен контроль наличия напряжения на резервном источнике питания, а также не предусматривается действие АВР в случае исчезновения напряжения на шинах питания, при котором со стороны шин отключаются не все выключатели источников питания (например, выключение питающего трансформатора или линии с другого конца). При коротком замыкании на шинах питания, отключаемом максимальными защитами генератора, время действия АВР существенно затягивается. Зато в схеме резко уменьшается число реле и, следовательно, увеличивается надежность ее действия и упрощается обслуживание.

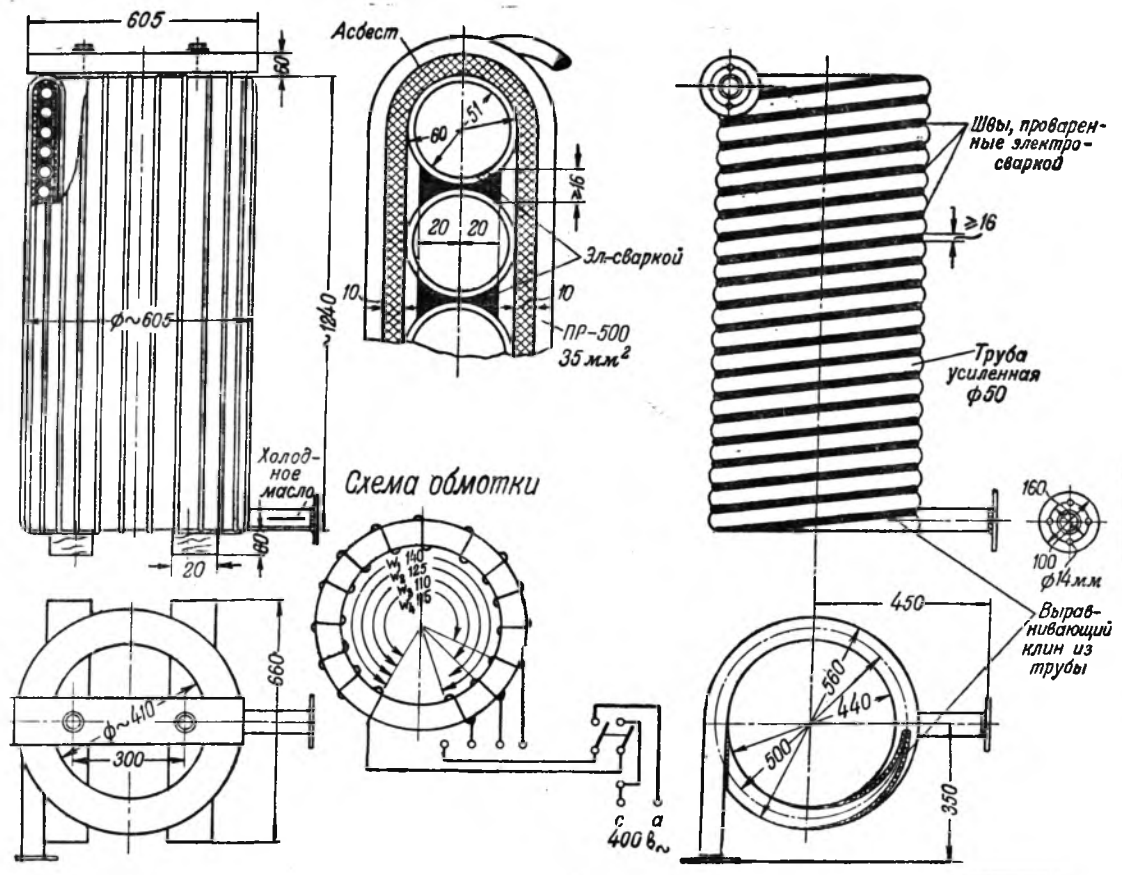
Маслоподогреватель индукционного типа

Маслоподогреватели, нагревающие масло при помощи активных сопротивлений, имеют ряд недостатков. Кустарные же маслоподогреватели с активными нагревательными элементами выполняются сплошь и рядом так, что они пережигают масло и являются опасными в пожарном отношении.

Ниже описывается конструкция маслоподогревателя, основанная на принципе индукционного подогрева, в котором исключена возможность перегрева у нагревающей поверхности.

Подогреватель (рисунок) представляет собой массивный змеевик из стальных труб с проваренными промежутками между ними. Змеевик покрывают тепловой изоляцией из асбестовой обмазки, и на полученный цилиндр наматывают обмотку из изолированного медного провода.

Обмотка наматывается так, что провода располагаются по наружной и внутренней поверхностям цилиндра, по его образующим. На рисунке справа показан змеевик без обмотки, слева — обмотанный, а в центре — деталь змеевика с частью витка обмотки.



При протекании по обмотке переменного тока в цилиндре образуется магнитное поле, которое вызывает появление в толще последнего (цилиндра-змеевика) вихревых токов, нагревающих змеевик.

Для маслоочистительной машины типа НСМ-3 производительностью 1500 л/час необходимая мощность подогревателя 24 кВт; при напряжении сети 400 в число витков составляет 125.

Для возможности регулирования степени нагрева необходимо намотать обмотку с большим числом витков и сделать ряд выводов.

Инж. А. М. Барналов

Об одной дефектной опорной конструкции выемной части трансформатора

Отечественное трансформаторостроение достигло больших успехов, и в настоящее время трансформаторы МТЗ следует считать, в отличие от находящихся в эксплуатации трансформаторов иностранных фирм, совершенно надежным элементом распределительных устройств.

Для характеристики качества импортных трансформаторов представляет интерес случай замыкания магнитопровода на дно бака в трансформаторной группе фирмы Фуллер мощностью 31,5 тыс. кВА. Эта группа была включена в период восстановительных работ без выемки сердечника, так как отсутствовало помещение для подъема груза большого веса.

Размеры баков этих трансформаторов (как обычно у всех трансформаторов 110 кВ) дают возможность провести внутренний осмотр, включая и проверку изоляции стяжных болтов, внутри трансформатора, без подъема выемной части.

На одной фазе, включенной после такого осмотра трансформаторной группы, к исходу четвертого месяца работы было отмечено выделение газов, причем сначала выделялся бесцветный и невоспламеняющийся газ, а затем опробование показало его воспламеняемость. Поэтому трансформаторная группа была отключена, поврежденная фаза заменена резервной и произведен вторичный внутренний осмотр поврежденной фазы.

При осмотре был обнаружен выпавший со своего места распорный болт длиной 50 мм, лежавший с шайбой и гайкой на нижнем ярме. На торцевой стороне остальных распорных болтов, равно как и на противоположных им стенках бака, имелись налеты копоти (сажи), подобные копоти, образующейся в масле при проскакивании небольших электрических дуг. Изоляция стяжных болтов при проверке мегомметром, а также напряжением 1000 в оказалась вполне удовлетворительной.

После осмотра и испытания обмоток трансформатор был залит маслом и со стороны 6 кВ поставлен под номинальное напряжение, однако через 1,5 часа вновь началось выделение бесцветного газа. Проба газа, проверенная в химической лаборатории, показала его воспламеняемость.

Выделение бесцветного газа свидетельствовало о повреждении изоляции, а медленное газообразование давало основание предполагать наличие замыкания стали магнитопровода в результате нарушения его изоляции. Произведенный в дальнейшем осмотр вынутого сердечника полностью подтвердил указанное предположение и дал возможность установить причину повреждения, вызванную неудачным конструктивным исполнением посадочного места выемной части на дно бака.

Посадка выемной части на дно бака осуществлена в данном трансформаторе на три точки (см. рисунок), причем главной опорой является средняя балка из цельнометаллического бруса, через которую пропущены два болта, предназначенные для стягивания магнитопровода и его подъема.

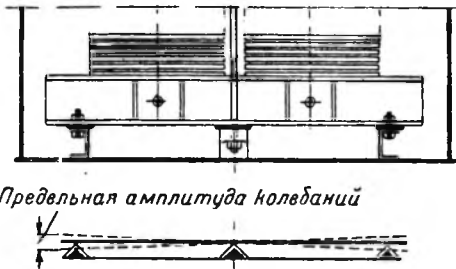
Посадка на три точки требует особо тщательной горизонтальной нивелировки опорных поверхностей; в противном случае система будет неустойчивой, с возможностью качаний ее подобно коромыслу на средней балке. Для данной конструкции такого рода качания особо опасны, так как на опорные поверхности опирается и сталь магнитопровода, изолированная от них электрокартонными прокладками толщиной 3 мм.

При качании магнитопровода на среднем брус, как на оси, будет иметь место прорезание листами магнитопровода изоляционных прокладок на крайних опорных швеллерах.

В наших отечественных трансформаторах подобное положение не может иметь места, так как выемная часть посажена на две точки и, кроме того, нижние прессую-

шие консоли несколько выступают за сталь магнитопровода.

При вскрытии выемной части поврежденной фазы и осмотра прокладок, снятых с крайних опорных швеллеров, обнаружено значительное их разрушение. На одной прокладке произошло полное истирание электрокартона в двух местах, приходящихся на кромку швеллера, общей длиной до 130 мм, при ширине магнитопровода в 240 мм. Таким образом, сталь магнитопровода оказалась замкнутой на дно бака. Из-за разрушения изоляционной прокладки образовались замкнутые контуры через прессую-



щие консоли и стяжные болты на постоянное заземление магнитопровода, а также через дно, стенки бака и распорные болты на то же постоянное заземление.

Нарушение устойчивости при трехопорной конструкции могло произойти при транспортировке трансформатора (погрузке, разгрузке и перевозке). На данном трансформаторе, судя по небольшим вмятинам на наружной стороне бака, имел место механический удар у его основания. При этом произошло первоначальное смятие и прорезывание электрокартонных прокладок при полной сохранности прокладки на среднем опорном бруске, в результате чего система стала неустойчивой и подверженной качаниям. Силы, возбуждающие такие качания, в работающем трансформаторе возникают в результате магнитных и электродинамических усилий, например, вследствие магнетострикции (сокращения ферромагнитных материалов при прохождении по ним магнитного потока), а также из-за аксиальных усилий, пропорциональных квадрату протекающего в обмотках тока.

Касание стали магнитопровода к швеллеру, а следовательно, и к дну бака создавало замкнутые контуры, которые оказывались внешними по отношению к основному магнитному потоку. Эти контуры пересекались только частью магнитных потоков рассеяния, что обусловило малую величину циркулирующего в контурах тока.

При разрыве тока качаниями магнитопровода образовались небольшие электрические дуги, которые, не вызывая оплавления металла, все же разлагали масло и частично изоляцию прокладок, что в результате и привело во время работы и при пробных включениях трансформатора к срабатыванию газовой защиты.

После замены прокладок новыми, контрольной сушки и соответствующих испытаний трансформатор был поставлен под номинальное напряжение со стороны 6 кВ, а затем включен в работу и в дальнейшем при длительной работе (около года) каких-либо ненормальностей с ним не было.

Инж. Т. П. Мусатов

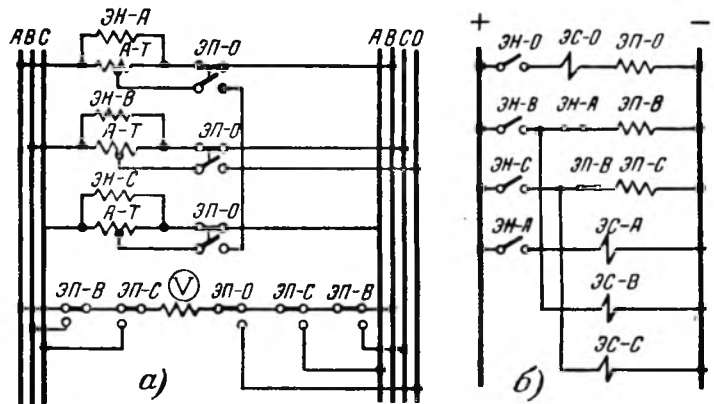
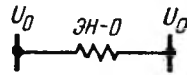
Односистемная схема включения регистрирующего вольтметра

Для анализа явлений, имеющих место при нарушениях нормального режима энергосистемы, по предложению автора выполнено в 1948 г. устройство, обеспечивающее измерение напряжений поврежденных фаз при всех видах короткого замыкания одним регистрирующим вольтметром.

С помощью пусковых реле напряжения и переключающих промежуточных реле в зависимости от вида повреждения соответственно изменяется подводимое напряжение.

Схема, осуществляющая указанные переключения, изображена на рисунке.

Автотрансформаторы служат для повышения фазовых напряжений, подводимых к пусковым органам при замыканиях на землю в $\sqrt{3}$ раз. Этим обеспечивается оди-



Односистемная схема включения регистрирующего вольтметра.

а — схема цепей напряжения; б — схема цепей постоянного тока; ЭН-А, ЭН-В, ЭН-С — реле понижения напряжения; ЭН-0 — реле повышения напряжения; ЭП-В, ЭП-С, ЭП-О — промежуточные реле; ЭС-А, ЭС-В, ЭС-С — блякеры; А-Т — повышающий автотрансформатор; V — регистрирующий вольтметр.

наковая чувствительность пусковых органов при всех видах повреждений.

Поврежденные фазы определяются выпадением соответствующих блякеров. Действие схемы при всех видах коротких замыканий приведено в таблице.

Вид короткого замыкания	Действие		Напряжение на вольтметре
	пусковых реле	переключающих реле	
Трёхфазное ABC	A, B и C	Нет	U_{AB}
Замыкание между двумя фазами:	AB	A или A и B	U_{AB}
	BC	B или B и C	U_{BC}
	CA	C или C и A	U_{CB}
Однофазное и двухфазное на землю:	A или AB	A или A и B	U_A
	B или BC	B или B и C	U_B
	C или CA	C или C и A	U_C

Инж. Г. А. Бакунц

ОТ РЕДАКЦИИ

Необходимо отметить, что описанная схема позволяет одним регистрирующим вольтметром измерять как междуфазовые, так и фазовые напряжения при нарушениях нормального режима. При этом, однако, должен вестись строгий учет срабатывания блякеров для того, чтобы знать, какое напряжение зафиксировано. В случаях перехода одного вида повреждения в другое анализ записи будет затруднителен или невозможен. При выполнении установки не решена главная задача — ускорение записи при нарушениях, успешно выполненная в ряде энергосистем.

**В Техническом управлении
Министерства**

**О мероприятиях по снижению
стоимости строительства
электроустановок**

Техническое управление Министерства электростанций Главэлектромонтаж Министерства строительства предприятий тяжелой индустрии и Государственная инспекция по промэнергетике и энергонадзору в целях снижения стоимости строительства приняли решение (№ 2/48/Э 1951 г.):

1. Соединение генераторов с повысительными трансформаторами или с распределительным устройством, а также соединение распределительного устройства с повысительными трансформаторами рекомендуется осуществлять подвесными проводами либо шинами. При этом шины прокладываются по мостам или в туннелях, с преимущественным применением первого способа.

Такие же способы соединения рекомендуется применять между трансформаторами и закрытыми распределительными устройствами на понизительных подстанциях.

В отдельных случаях допускается осуществление указанных соединений кабелями.

2. При передаче на промышленных предприятиях больших мощностей высокого и низкого напряжения широко применять голые подвесные провода, шинные мосты, шинные туннели и т. д. взамен больших потоков кабелей.

Широко применять сооружение воздушных линий 3—35 кВ по территориям промышленных предприятий вместо кабельных линий.

3. На реактированных линиях выбирать ошиновку по токам короткого замыкания до реактора только на участке от сборных шин и до проходных изоляторов, отделяющих сборные шины от шинных разъединителей.

Ошиновку и аппаратуру за указанным проходным изолятором выбирать по токам короткого замыкания после линейного реактора.

4. Допустить объединение в одном контрольном кабеле жил оперативного тока, измерения и защиты постоянного и переменного тока. Допустить также применение общих кабелей для разных объектов.

5. Допустить установку защиты генератора и автоматического регулятора напряжения непосредственно у генератора.

6. Дистанционное измерение температур генератора выносить только на щит турбины в машинном зале.

7. Отказаться от устройства дистанционного измерения температуры масла трансформаторов для всех мощностей.

8. В дифференциальной защите шин (и поперечной дифференциальной защите генераторов) осуществлять соединения между трансформаторами тока в пределах распределительных устройств или подстанций без захода на главный щит управления.

9. Приборы управления, защиты, измерения и учета в закрытых распределительных устройствах напряжением 3—35 кВ располагать, как правило, в пределах этих распределительных устройств.

Приборы защиты и учета в распределительных устройствах собственных нужд располагать в пределах распределительных устройств. Приборы управления и измерения трансформаторов собственных нужд, питающих второстепенную нагрузку станции (механические мастерские, масляное хозяйство и др.), также располагать в пределах распределительного устройства.

10. Приборы управления, защиты, измерения и автоматики синхронных компенсаторов и высоковольтных электродвигателей устанавливать в непосредственной близости к ним; при наличии обслуживающего персонала на подстанциях на щит управления могут быть вынесены амперметр в цепи статора (в одной фазе) и амперметр в цепи возбуждения синхронных машин.

11. На подстанциях 10 кВ и ниже схемы контроля цепей управления выключателей выполнять без звуковой сигнализации

12. На подстанциях напряжением 35 кВ и ниже допускается не устанавливать указателей положения разъединителей (приборов ПС), если разъединители не имеют дистанционного управления.

13. При решении вопроса резервирования электроснабжения ответственных потребителей в аварийных случаях учитывать допустимую перегрузочную способность оборудования.

14. При сооружении первой очереди электроустановок в электрической части не производить затрат для последующих очередей развития, предусмотренных утвержденным проектом.

15. Широко внедрять глубокие воздушные вводы высокого напряжения (35—110 кВ) на территорию промышленных предприятий, непосредственно к основным потребителям энергии.

16. Применять в схемах электроснабжения промышленных предприятий принцип разукрупнения подстанций (питающих и распределительных) и приближение подстанций (трансформаторов и преобразователей) к центрам электрической нагрузки взамен неэкономичных, но еще широко применяемых укрупненных подстанций, удаленных от потребителей. Широко применять внутрицеховые подстанции.

17. Широко применять в схемах электроснабжения высоковольтные предохранители всех напряжений.

18. Широко применять магистральные системы питания высокого и низкого напряжения (включая систему «блок трансформатор—магистраль» и «блок преобразователь—магистраль»).

19. Внутри цехов, за исключением взрывоопасных, пожароопасных, а также цехов с вредными химическими выделениями, применять открытые питательные магистрали, выполненные голыми проводами и шинами на недоступной высоте, взамен проводов, выполняемых кабелями и проводами, проложенными в каналах, трубах и т. п. В производствах с часто перемещаемым технологическим оборудованием, а также в цехах с недостаточной высотой помещений применять закрытые шинопроводы.

20. На подстанциях промышленных предприятий применять одну систему шин, как правило, — секционированную. Применение двух систем шин ограничить только крупными подстанциями, питающими исключительно ответственных потребителей.

21. Применять установку трансформаторов внутри помещений при среднегодовых температурах до 20°С без снижения их номинальной мощности.

22. Широко применять двигатели переменного тока вместо двигателей постоянного тока в крановых и металлургических установках, а также в остальных установках, где не требуется регулирования скорости.

23. Не допускать применения более высоких сечений проводов, кабелей и шин, а также кабелей на более высокие напряжения, чем это предусмотрено в проекте.

24. В целях экономии кабелей повысить и принять следующие экономические плотности тока i для кабелей с медными жилами, по сравнению с установленным циркуляром № 99 Технического управления (см. Сборник директивных материалов Технического отдела МЭС, ГЭИ, изд. 1950 г., стр. 182) для числа часов использования максимума нагрузки в год:

До 1 000 час	Не проверяется
Свыше 1 000 и до 3 000 час	$i = 2,5 \text{ а/мм}^2$
" 3 000 " 5 000	$i = 2,25 \text{ "}$
" 5 000	$i = 2,0 \text{ "}$

25. Установку выключателей на вводах предусматривать: а) при необходимости автоматического замещения вводов (АВР) или же при параллельной их работе;

б) на вводах крупных подстанций мощностью 5 000 кВА и выше с числом отходящих линий 15 и более.

26. Установку на вводах выключателей, служащих только для целей коммутаций и не снабженных релейной защитой (неавтоматических), допускать лишь в исключительных случаях, когда параметры разъединителей мощности недостаточны, а применение для коммутации простых разъединителей недопустимо по условиям эксплуатации.

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Низкий качественный уровень послевоенного энергобаланса США

Согласно опубликованным в периодической печати США материалам¹ гидроэнергия в энергобалансе США составляет всего около 3,7%, а остальная часть баланса покрывается за счет энергии топлива.

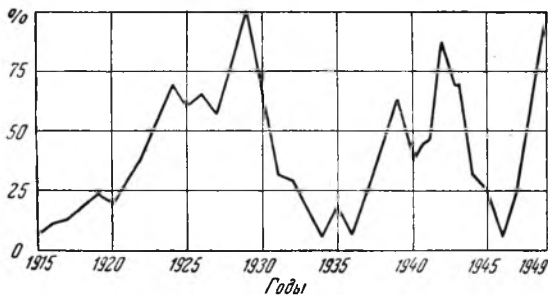
Тепло топлива расходуется следующим образом: тепловые электростанции 8,6%; промышленные предприятия и транспорт 24,3% и прочие нужды (приготовление пищи, отопление и вентиляция, автотранспорт и др.) 67,1%.

По видам топлива покрытие энергобаланса может быть представлено следующими показателями (без учета гидроэнергии): битуминозный уголь 47,5%; жидкое топливо 33,2%; естественный газ 13,7%; антрацит 4,15% и дрова 1,45%. Таким образом, за счет твердого минерального топлива в США покрывается 53% всех нужд, а за счет жидкого топлива и газа 47%. Потребление тепла промышленными предприятиями, включая производство электроэнергии промышленными электростанциями, осуществляется: за счет битуминозного угля в размере 32,3%, кокса 17,0%, естественного газа 15,7%, мазута 11,7%, прочие (антрацит, дрова и т. п.) 23,3%.

Выработка электроэнергии на тепловых электростанциях промышленных предприятий относительно невелика и составляла всего 21% от суммарной выработки на тепловых станциях за 1947 г., причем, как следует из опубликованных отчетных данных за 1950 г., доля участия промышленных электростанций в энергобалансе США все уменьшается и в 1950 г. снизилась до 18% от суммарной выработки энергии на тепловых электростанциях, или до 13,6% от суммарной выработки энергии в стране.

Вытеснение из суммарного энергобаланса промышленных электростанций станциями общего пользования может быть также охарактеризовано изменением числа часов использования установленной мощности по тепловым станциям общего пользования достигло 4 874 час., число часов использования мощности промышленных электростанций находится в пределах 4 000 ÷ 4 100 час.

Основная причина этого заключается в том, что среди промышленных станций имеется значительное число тех с противодавленческими турбинами, вынужденными работать по тепловому графику. Те же станции, которые снабжены турбинами с конденсацией, не могут выдержать конкуренции с районными электростанциями.



Ввод новой мощности по годам в процентах (1929 г. — 100%).

Средний к. п. д. котельных агрегатов промышленных электростанций при составлении энергобаланса принимался равным 70% (по высшей теплотворной способности топлива) и средний расход тепла ~ 3 320 ккал/квтч.

Распределение всего количества тепла, потребляемого промышленностью, может быть представлено в следующем виде: выработка электроэнергии на заводских станциях 9,2%; тепло высокого потенциала (печи) 47,5%; тепло среднего и низкого потенциала 43,3%.

В структуре топливного баланса районных электростанций (или, как их называют в США, станций общего пользования) следует отметить значительное уменьшение

за последние 10 лет доли твердого топлива. Так, в 1940 г. доля твердого топлива в топливном балансе районных тепловых электростанций составляла 88%; в 1947 г. эта доля снизилась до 77%, а в 1950 г. — до 68%.

Снижение относительного расхода твердого топлива на электростанциях США связано с вытеснением его природным газом и жидким топливом. Однако, в то время как за последние 10 лет расход газа вырос примерно в три раза, расход жидкого топлива за тот же период увеличился почти в пять раз. Таким образом, снижение относительной доли твердого топлива в топливном балансе электростанций сопровождается характерным для капиталистического способа производства расточительством в виде хищнического использования высокоценного жидкого топлива, общая доля которого в энергобалансе страны составляет более 33%*.

Средний удельный расход тепла по районным электростанциям очень высок и составил в 1947 г. ~ 4 300 ккал/квтч, что соответствует к. п. д. станции брутто всего ~ 20%.

Стойкая низкая тепловая экономичность районных американских станций в известной мере является следствием сохранения в работе значительной доли устаревшего и малоэкономичного оборудования. По данным за 1949 г. почти половина мощности всех турбоагрегатов (46%) имела возраст более 20 лет, примерно четверть (23,8%) — более 25 лет и 10,5% — более 35 лет. Показатели экономичности всего этого оборудования весьма невысоки. Так, например, оборудование в возрасте 25 лет (учитывая его износ) имеет по статистическим данным удельный расход тепла ~ 5 000 ккал/квтч, или к. п. д. брутто ~ 17,3%, а оборудование в возрасте свыше 25 лет имеет удельный расход тепла ~ 6 000 ккал/квтч, или к. п. д. всего ~ 14,5%. Естественно, что наличие среди действующих станций значительной мощности в виде устаревших малоэкономичных агрегатов является фактором, снижающим средние показатели экономичности.

Вторым фактором, предопределяющим малую экономичность американских электростанций, является чрезвычайно ограниченное развитие теплофикации, т. е. комбинирований выработки тепла и электроэнергии. Несмотря на то, что эффективность этого мероприятия совершенно очевидна, осуществление его, требующее могучего планового начала, явно не под силу конкурирующим между собой монополистическим электростанциям и объединениям. Поэтому взамен теплофикации в США нашло широкое распространение значительно менее эффективное с энергетической точки зрения централизованное теплоснабжение, а роль теплофикации столь незначительна, что она даже не получила какого-либо отражения в рассматриваемом энергобалансе. Ввод новых мощностей по годам на районных электростанциях США за 1915—1950 гг. показан на рисунке. Общий вид кривой наглядно иллюстрирует экономической хаос, безудержно господствующий в стране «бизнеса».

Как показывает эта кривая, охватывающая период в 35 лет, рост мощности районных электростанций в точности повторяет все провалы и «взлеты» американской экономики. Кстати, эта кривая отчетливо показывает, что длительность провалов намного превышает длительность «взлетов», причем до 1950 г., несмотря на военный подъем 1940—1943 гг., уровень ввода новой мощности так и не смог достигнуть ввода за предкризисный 1929 г. За этот период темп развития американской энергетики трижды (в 1934 г., 1936 и 1946 гг.) скатывался на уровень 1915 г.

В итоге опубликованные данные по отдельным составляющим энергобаланса свидетельствуют о низком качественном уровне энергетики США. Относительно слабое использование гидроресурсов, значительное количество старого, малоэкономичного оборудования, систематически повторяющиеся кризисные провалы ввода новых мощностей, низкая средняя экономичность районных и промышленных станций, хищническое истребление высокоценного жидкого топлива, малое развитие теплофикации и связанный с этим значительный пережог топлива — таковы показатели, характеризующие путь капиталистического развития американской энергетики.

С. Б.

* Заслуживает упоминания также и тот факт, что в течение 1940—1950 гг. ряд электростанций, расположенных на Тихоокеанском побережье и Среднем Западе, был переведен под нажимом нефтяных монополий с твердого топлива на жидкое.

¹ Combustion, 1950, XII; Power, 1950, XII и El. World, 1951, 29/1.

КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

В. А. Ларичев, Качественные стали для современных котельных установок, Оргрэгс—МЭС, Госэнергонздат, 1951 г., 310 стр.

Широкое внедрение за последние годы в отечественное котлостроение пара высокого давления и перегрева связано со столь значительным усложнением условий работы металла и увеличением зависимости его прочностных характеристик от технологии обработки в процессе изготовления и монтажа и от условий эксплуатации, что требует не только от конструкторов и производителей, но и от монтажников и эксплуатационников более глубоких знаний свойств применяемых сталей и их поведения в новых условиях.

Вместе с тем в существующих общих курсах металлургии особенностям теплоустойчивых и жароупорных сталей, применяемых в современном котлостроении, уделяется очень мало внимания. Недостаточно внимания этому вопросу уделено и в таком капитальном труде, как книга И. А. Одиного «Основы прочности металлов паровых котлов, турбин и турбогенераторов»¹.

Этот досадный пробел, безусловно, восполняется с выходом книги В. А. Ларичева.

Рецензируемая книга рассчитана на широкий круг читателей — инженеров и техников-конструкторов, производителей, монтажников и эксплуатационников паровых котлов, и ее особое достоинство заключается в том, что все вопросы металлургии в ней рассмотрены с позиций энергетика-котельщика.

Книга написана хорошим, доходчивым языком и на достаточно высоком теоретическом уровне. Автор, хорошо зная своих будущих читателей, не всегда достаточно подготовленных к усвоению сложных теоретических положений металлургии теплоустойчивых сталей, очень удачно посвящает две первые главы основным положениям металлургии в объеме, необходимом для облегчения усвоения последующих разделов.

По нашему мнению, эта часть была бы более полной, если бы в главе второй, наряду с вопросами влияния легирующих элементов на физические и механические свойства сталей, были бы рассмотрены и очень важные вопросы их влияния на технологические свойства стали.

Очень хорошо и полно разработана третья глава — об особенностях поведения стали при высоких температурах.

Четкие и понятные определения ползучести и релаксации и всестороннее, хорошо иллюстрированное рисунками и микроснимками рассмотрение всех факторов, влияющих на эти свойства металлов, делает эти сложные вопросы доступными даже для недостаточно подготовленного читателя.

Следует лишь пожалеть, что автор не учел отсутствия единой, установленной терминологии для различных режимов термообработки и не привел необходимых определений; поэтому не всегда ясно, какой же режим имеет он в виду, говоря об отжиге, отпуске, нормализации и т. д.

В четвертой главе приведены очень ценные практические данные и примеры повреждения труб в эксплуатации, с достаточно полным и хорошо иллюстрированным анализом причин этих повреждений.

Глава пятая посвящена рассмотрению критериев прочности. В этом, также хорошо разработанном разделе с несколько излишней подробностью рассмотрены укороченные методы определения величины ползучести

(«Dauerstandfestigkeit» и метод Зибеля), от которых отказались даже их авторы — немцы.

Несмотря на особенную значимость вопросов, рассмотренных в шестой главе, эта глава разработана наименее удачно из всех остальных. Прикладной характер сведений, сообщаемых в этой главе, делает именно ее особенно нужной для того контингента читателей, на который рассчитана книга.

Помимо специальных требований к полуфабрикатам, рассмотренных достаточно полно, в этой главе следовало бы рассмотреть и специальные требования к технологии обработки легированных сталей, вытекающие из их технологических свойств.

Было бы очень ценно рассмотреть под этим углом зрения все основные технологические процессы, применяемые в котельном производстве (погибы труб в холодную и с нагревом, сварка, вальцовка труб и т. п.) и дать необходимые рекомендации, а не ограничиваться приведением отдельных случайных данных, «попутно», как это делает автор в отношении такой ответственной операции, как вальцовка (1-й абзац на стр. 187). Кстати, автор неудачно утверждает здесь, что материалы труб при вальцовке должны иметь несколько «меньшую твердость», чем у барабанов; следовало бы сказать «большую пластичность».

Хорошо и полно разработана седьмая глава — о методах контроля полуфабрикатов и готовых деталей. Можно лишь пожалеть, что в книге, подписанной к печати в январе 1951 г., приведены данные из устаревших технических условий на трубы № 777-779, в то время как взамен них введены уже новые с I/VII 1950 г. (о чем упоминается лишь в сносках).

В восьмой главе приведены очень полные, хорошо систематизированные и потому очень ценные данные о марках сталей, применяемых в котлостроении как в СССР, так и за границей.

Не лишена книга и некоторых недочетов и мелких ошибок, которые легко могут быть устранены при последующих изданиях. Так, например, на стр. 59 автор, правильно утверждая, что повышать содержание в низколегированной стали Mo выше 1,5% нецелесообразно, ссылается на фиг. 20, из которой этого совсем не следует; в подписи под фиг. 36 (стр. 87) имеется ссылка на поперечный шлиф, которого на фигуре нет. На стр. 235 (предпоследний абзац) автор, по нашему мнению, неверно рекомендует изготавливать перегреватели во избежание путаницы в цехе при применении труб одинакового диаметра из одной (повышенной) марки стали. Это ведет к неоправданному увеличению стоимости перегревателя, в то время как имеются простые средства проверки химического состава (капельный анализ), которые исключают возможность такой «путаницы». На стр. 296 (последний абзац) неверно указывается, что капельному анализу должны подвергаться лишь трубы, не имеющие клейм и сертификата. Именно во избежание ошибок и «путаницы» капельному анализу должны подвергаться все трубы.

Понятно, приведенные и подобные им мелкие не принципиальные недостатки ни в какой мере не снижают хорошего качества книги В. А. Ларичева в целом.

Книга, безусловно, полезна и будет содействовать повышению квалификации инженерно-технических работников — котельщиков всех профилей, причем именно в той области, необходимость повышения квалификации в которой настоятельно диктуется переводом отечественного котлостроения на новую, более высокую ступень.

Канд. техн. наук В. А. Зайдель

¹ См. рецензию на эту книгу, «Электрические станции», 1950, № 8.

О тематике журнала „Электрические станции“ на 1952 г.

Тематика журнала «Электрические станции» в 1952 г. будет в основе своей направлена на содействие успешному выполнению и перевыполнению заданий Партии и Правительства по дальнейшему развитию энергетики и бесперебойному снабжению электроэнергией и теплом бурно развивающегося народного хозяйства.

По сравнению с прошлым годом будет уделено большее внимание вопросам организации скоростного строительства, комплексной механизации строительных и монтажных работ и внедрению передовых методов производства этих работ, а также снижения стоимости строительства.

В прошлые годы журнал недостаточно освещал вопросы типизации проектирования тепловых электрических станций, подстанций и линий электропередачи. В текущем году на страницах журнала будет широко освещена и обсуждена большая работа, проводимая нашими проектными организациями по типизации проектов значительного большинства зданий и сооружений тепловых электростанций и электрических подстанций.

В связи с предстоящими большими работами по теплофикации Москвы и других крупных городов будут освещены и обсуждены важнейшие технические проблемы теплофикации.

В тепловой части будет уделено особое внимание установкам высокого давления, вопросам полной безаварийности их работы и достижению наилучших экономических показателей эксплуатации.

Большое внимание будет уделено вопросам механизации и улучшения работы на топливных складах, играющих важную роль в деле бесперебойной работы электрических станций.

Вопросы подготовки, размола и сжигания топлива, сильно влияющие на экономичность работы электростанции, найдут должное освещение и будут подвергнуты обсуждению на страницах журнала.

Более широкое освещение получают вопросы внутрикотловых процессов и водоподготовки, значение которых сильно выросло в связи с вводом, в советской энергетике пара высоких и сверхвысоких параметров. Уделено будет также большее внимание вопросам очистки дымовых газов от легучей воды и сернистых соединений, призванной зна-

чительно улучшить санитарно-гигиеническое состояние наших соцгородов и промышленных поселков.

В электрической части большое внимание будет попрежнему уделяться вопросам эксплуатации электрических систем, повышению уровня изоляции и защиты от грозových повреждений.

Широко будут освещены и обсуждены вопросы эксплуатации и бесперебойной работы основных видов электрооборудования: генераторов, трансформаторов, выключателей и т. д., в частности эксплуатации генераторов с водородным охлаждением и воздушных выключателей.

Должное место на страницах журнала найдет освещение вопросов релейной защиты, самосинхронизации, автоматического регулирования напряжения, опыта наладки и внедрения устройств телеуправления и телесигнализации.

Автоматизация электростанций и сетей как электрических, так и тепловых попрежнему будет одним из важных вопросов в работе журнала. Наряду с освещением опыта автоматизации тепловых электростанций будет широко освещен богатый опыт автоматизации гидроэлектростанций и сетевых подстанций.

Вопросы качественного скоростного ремонта, вопросы централизованного ремонта, являющиеся одними из важнейших элементов надежной и экономичной эксплуатации оборудования, будут широко освещены и обсуждены на страницах журнала.

Должное внимание будет уделено освещению передового опыта предприятий и отдельных работников-новаторов производства. Широко будут поставлены на страницах журнала вопросы экономии, организации производства и труда, внедрения хозяйства и снижения удельной численности персонала.

Редакционная коллегия призывает широкие круги читателей эксплуатационников и строителей принять активное участие в работе журнала, освещая передовой опыт своих предприятий и участвуя в критическом обсуждении материала, помещаемого в журнале. Такое участие читателей поможет редакции поднять на большую высоту работу журнала и успешно справиться с решением поставленных перед ней задач.

Редакция

ПОПРАВКА

В № 12 „Электрические станции“ за 1951 г. на стр. 56 в заметке Д. И. Бочкарева, правая колонка, 14 строку снизу следует читать:

„... тельная система (зажимы M_- и M_+) генератор мегомметра (зажимы G_- и G_+)...“

Вниманию авторов

При подготовке статей для журнала «Электрические станции» авторам необходимо выполнять следующие требования:

1. Объем статей не должен превышать 10—15 страниц текста, *напечатанного на машинке на одной стороне листа через два интервала (обязательно первый экземпляр)*. В виде исключения статьи могут быть представлены четко написанными от руки на одной стороне листа.

2. Формулы и иностранный текст должны быть написаны разборчиво. В формулах обязательно выделять прописные и строчные буквы, индексы писать ниже строки, показатели степени — выше строки; на полях рукописи делать отметки, каким алфавитом в формулах обозначены буквы, и давать другие пояснения к формулам.

3. Статьи иллюстрировать фотографиями и чертежами, однако число их должно быть минимально необходимым. Чертежи выполнять тушью или карандашом, надписи и обозначения писать четко. Снимки направлять четкие и контрастные размером не менее 9×12 см, в двух экземплярах.

В тексте статьи обязательно делать ссылки на рисунки, причем обозначения в тексте должны строго соответствовать обозначениям на рисунках.

Каждый чертеж или фотография должны иметь порядковый номер, соответствующий его номеру в тексте, и подпись.

Чертежи и фото в тексте не вклеивать, а прилагать их отдельно, составив на них опись.

4. В табличном материале точно обозначать единицы измерения. Наименования давать полностью, не сокращая слов. Не давать слишком громоздких таблиц.

5. Иностранные единицы измерения обязательно переводить в принятые у нас в Союзе меры длины, веса и др.

6. **Официальный материал должен быть заверен соответствующими организациями. Статьи работников научно-исследовательских организаций, предприятий и учреждений должны иметь 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».

ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

ВЫШЛИ ИЗ ПЕЧАТИ

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

- АЛЕКСЕЕВ С. В. и КУЗНЕЦОВ П. В.**, Справочник по монтажу, эксплуатации и ремонту коммутационной аппаратуры высокого напряжения. 1951, 216 стр., тир. 5 000, ц. 15 р. 70 к.
- БЕДОВ Д. Г., ВИНОГРАДОВ В. А., КУЛИКОВ Н. Н.**, Технология массового изготовления слюдяных и бумажных конденсаторов. 1951, 196 стр., тир. 4 000, ц. 8 р. 95 к.
- ВОЛОХОВА В. А. и ОШЕР И. Н.**, Мосты постоянного и переменного тока. 1951, 168 стр., тир. 9 000, ц. 9 р. 60 к.
- ВОРОНОВ Р. А.**, Общая теория четырехполюсников и многополюсников. 1951, 192 стр. + 1 вкл., тир. 5 000, ц. 9 р. 80 к.
- ГОРЕЛИК А. Л.**, Промышленная электроника. 1951, 384 стр., тир. 10 000, ц. 18 р. 60 к.
- ЗОЛОТЫХ Б. Н.**, Электроискровой контактный способ упрочнения металлических поверхностей. 1951, 56 стр., тир. 3 000, ц. 3 р. 60 к.
- КОНСТАНТИНОВ М. В.**, Технология производства кабельных изделий с резиновой изоляцией, изд. 2-е, переработанное. 1951, 384 стр., тир. 4 000, ц. 13 р. 10 к.
- МУКОСЕЕВ Ю. Л.**, Вопросы электрооборудования промышленных предприятий. 1951, 228 стр., тир. 6 000, ц. 12 р. 55 к.
- РАБИНОВИЧ Э. А. и СУРГУЧЕВ В. Д.**, Задачник по общей электротехнике. 1951, 160 стр., тир. 15 000, ц. 5 р., 50 к.
- РЕННЕ В. Т., КАРПОВА М. С., ПЕСКОВ Г. Д.**, Борьба за снижение брака в производстве бумажных конденсаторов. 1951, 48 стр., тир. 2 000, ц. 1 р. 40 к.
- Сборник действующих правил по технике безопасности. 1951, 520 стр., тир. 15 000, ц. 46 р. 45 к.

ТЕПЛОТЕХНИКА

- БУТЕНКО Н. Л.**, Памятка слесаря по монтажу паровых котлов. 1951, 96 стр., тир. 7 000, ц. 2 р. 70 к.
- ЕРОФЕЕВ А. В.**, Электронные приборы теплового контроля и регулирования. 1951, 132 стр., тир. 5 000, ц. 9 р. 45 к.

ЛАЧИНОВ Н. В., Памятка слесаря по изготовлению металлоконструкций, под ред. Т. Е. Григорьева. 1951, 56 стр., тир. 7 000, ц. 2 р. 25 к.

ЛАЧИНОВ Н. В., Памятка слесаря по монтажу вспомогательных механизмов котельных, под ред. Т. Е. Григорьева. 1951, 104 стр., тир. 7 000, ц. 4 р.

ЛЯПУНОВ Б. В., Газовая турбина. 1951, 80 стр., тир. 5 000, ц. 2 р. 25 к.

НИЦКЕВИЧ Е. А., Проектирование котельных агрегатов малой и средней производительности. 1951, 404 стр., тир. 5 000, ц. 37 р.

Регулировка водяных тепловых сетей. 1951, 144 стр. + 2 вкл., тир. 3 000, ц. 5 р. 85 к.

ГИДРОТЕХНИКА

БЕЛЫЙ Л. Д., Геологические основы классификации грунтов при изысканиях и проектировании гидроэнергетических сооружений МЭС. 1951, 92 стр., тир. 2 000, ц. 3 р. 60 к.

КРИВЧЕНКО Г. И., Гидравлический удар и рациональные режимы регулирования турбин гидроэлектростанций. 1951, 199 стр., тир. 2 000, ц. 9 р. 35 к.

КРУКОВСКИЙ М. Я., Принципы эксплуатации гидротехнических сооружений гидроэлектростанций. 1951, 134 стр., тир. 4 000, ц. 8 р.

ПЕРЛИ С. Б., Быстроходные ветряные двигатели. 1951, 216 стр., тир. 3 800, ц. 11 р. 40 к.

СОКОЛОВ Д. Я., Гидравлические турбины для малых ГЭС. 1951, 176 стр., тир. 3 000, ц. 16 р. 50 к.

ТОРФ

ПИЧУГИН А. В., Торфяные месторождения и их разведка. 1951, 496 стр. + 1 вкл., тир. 2 000, ц. 16 р. 60 к.

ТЕХНИКА ВЫСОКОЙ ЧАСТОТЫ

ВАЙНШТЕЙН С. С. и КОНАШИНСКИЙ Д. А., Задачи и примеры для радиолюбителей. Массовая радиобиблиотека, вып. 112, 1951, 176 стр., тир. 25 000, ц. 6 р. 10 к.

БЕЛЯЕВ А. Ф. и ЛОГИНОВ В. Н., Кристаллические детекторы и усилители. Массовая радиобиблиотека, вып. 115, 1951, 64 стр., тир. 25 000, ц. 1 р. 80 к.

Продажа в книжных магазинах и киосках книготоргов

Издательство никаких заказов не выполняет