

ЭЭ Лектрические танции

9



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1951

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

9

СЕНТЯБРЬ
1951

Орган Министерства электростанций СССР

22-й ГОД ИЗДАНИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

Письмо товарищу И. В. Сталину от рабочих, работниц, инженеров, техников и служащих строительства Щекинской грэс Министерства электростанций . . .	3
Передовая — Образцово провести осенне-зимний максимум 1951/1952 г.	4
М. А. Альперович и В. Н. Ужов — Новые отечественные аппараты для глубокой очистки дымовых газов от золы	7
Н. К. Громов — О себестоимости транспорта тепла в энергосистемах	11
Л. Д. Берман — О выборе системы водоснабжения и конденсационного оборудования тепловой электростанции	15
Г. А. Петров и И. А. Забабурин — Увеличение активной зоны прудов-охлаждающих решеток	20
С. Б. Гробокопатель — Некоторые итоги строительства главного корпуса тепловой электростанции	23
Д. М. Андрианов — Индустриализация работ по ошиновке	27
Б. И. Розенберг — Экономическая целесообразность строительства дополнительных линий в электрических сетях	30
А. А. Мерейнес — Универсальная диаграмма для расчета электрического режима работы турбогенератора	32
А. К. Горстка и Г. И. Лысаковский — Эксплуатация вводов масляных выключателей	36
П. А. Юриков — Повреждения изоляции линий 220 кв при грозовых перекрытиях	38
В. Х. Штерн — Производство стержневых изоляторов	42
Г. И. Лысаковский и Т. П. Мусатов — Эксплуатация подвесных стержневых изоляторов отечественного производства	45
Е. С. Гройс — Эксплуатация подвесных стержневых изоляторов в Германии	46

ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

Л. Т. Гаврилов и К. А. Гурвич — Строительство подземной насосной методом опускного колодца	48
Л. Д. Гинзбург-Шик — Монтаж перегружателя угля	49

ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

Б. Б. Бейгман — Экономические поправки к методу относительных приростов	53
Н. Ф. Рысаков — Реконструкция подсушивающей шахты топки Макарьева для торфа	53
Г. Г. Лиликталь — Износ главного масляного насоса турбины фирмы АЕГ	55
Ю. И. Азбукин — Балансировка турбинного ротора с термической нестабильностью	56
Э. Г. Файнштейн — Замечания по автоматическому самосинхронизатору АСС-1	57
М. М. Гуринович — Схема автоматического ввода резерва с использованием протектирующего блокконтакта выключателя	57
А. А. Васильев — Использование диаграмм векторов напряжения при эксплуатационных испытаниях	58
М. И. Клаверов — Проверка защит вновь включаемых объектов рабочим током и напряжением	60

ХРОНИКА

В Техническом управлении Министерства О заполнении бланка переключений	61
В Производственно-техническом управлении по строительству и монтажу О заделке контрольных кабелей с бумажной изоляцией в стальных воронках	61
О применении древесины лиственных пород в строительстве	62
Совещание по обмену опытом механизации работ и внедрения скоростных методов монтажа на электростанциях	62

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Рост стоимости строительства электростанций в США — С. Б.	63
--	----



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

Главный редактор Д. Г. Чижов

От рабочих, работниц, инженеров, техников и служащих строительства
Щекинской грэс Министерства электростанций

ПРЕДСЕДАТЕЛЮ СОВЕТА МИНИСТРОВ СОЮЗА ССР

товарищу СТАЛИНУ Иосифу Виссарионовичу

Дорогой Иосиф Виссарионович!

Мы, рабочие, работницы, инженеры, техники и служащие строительства Щекинской районной электростанции, шлем Вам, вдохновителю и организатору всех наших славных побед, пламенный привет. Желаем Вам долгих лет жизни и доброго здоровья на благо нашей любимой Родины и всего прогрессивного человечества.

Советский народ под руководством коммунистической партии, под Вашим гениальным и мудрым водительством успешно выполнил послевоенную пятилетку и приступил к осуществлению новых грандиозных задач хозяйственного и культурного строительства.

С великим воодушевлением советский народ осуществляет Ваши указания о сооружении строек коммунизма на Волге и Аму-Дарье, на Днепре и Дону, направленные на дальнейший подъем благосостояния и культуры нашего народа.

Решение правительства о преимуществах и льготах для энергетиков служит ярким доказательством проявления заботы правительства о кадрах энергетиков, о развитии энергетической промышленности.

В ответ на проявление этой заботы мы выражаем глубокое чувство благодарности нашей партии, правительству и лично Вам, дорогой Иосиф Виссарионович, и обязуемся отдать все силы и знания на служение нашей горячо любимой Родине.

Мы рады тому, что участником в строительстве материальной базы коммунизма является и наш коллектив строительства Щекинской грэс.

План строительно-монтажных работ на Щекинской грэс в 1950 г. нами перевыполнен. На стройке применяются передовые методы строительства, которые в настоящее время внедряются и на других объектах Министерства электростанций.

Помня об указаниях Владимира Ильича Ленина и Ваших, дорогой товарищ Сталин, о значении электрификации нашей Родины, мы, строители Щекинской грэс, воодушевленные историческими победами советского на-

рода, достигнутыми в результате повседневной заботы большевистской партии и Советского Правительства, сознавая свой долг перед Родиной и лично перед Вами за заботу об энергетиках и подсчитав свои производственные возможности, берем на 1951 г. следующие социалистические обязательства:

1. Досрочно выполнить годовой план строительно-монтажных работ к 15 декабря с. г.

2. В ноябре 1951 г. выполнить годовой план ввода энергетической мощности.

3. Выполнить план 1951 г. по жилищному и культурно-бытовому строительству и сверх плана ввести в эксплуатацию 1 000 м² жилой площади и шесть культурно-бытовых объектов.

4. Повысить производительность труда против установленного плана на 1951 г. на 5%.

5. Добиться безубыточной работы и обеспечить заданное снижение стоимости строительства.

Мы призываем всех рабочих, инженерно-технических работников и служащих строительства электростанций и сетей широко развернуть социалистическое соревнование за выполнение и перевыполнение установленных на 1951 г. государственных планов по строительству и вводу в эксплуатацию новых энергетических мощностей, за широкое внедрение и наилучшее использование строительных машин и механизмов, за своевременный ввод в действие жилой площади и культурно-бытовых объектов, за высококачественное выполнение строительных и монтажных работ, за дальнейшее удешевление строительства.

Принимая на себя эти обязательства, мы даем Вам, дорогой Иосиф Виссарионович, слово, что выполним их с честью и тем самым вложим вклад в дело строительства коммунизма.

Да здравствует партия Ленина — Сталина — вдохновитель и организатор всех наших побед!

Да здравствует наш родной, любимый вождь и учитель великий Сталин!

Обсуждено и принято на собраниях рабочих, инженерно-технических работников и служащих строительства Щекинской грэс.



ОБРАЗЦОВО ПРОВЕСТИ ОСЕННЕ-ЗИМНИЙ МАКСИМУМ 1951/1952 г.

Социалистическая промышленность и коммунальное хозяйство СССР выполняют и перевыполняют производственные задания, неуклонно увеличивают выпуск продукции и предъявляют все возрастающий спрос на электрическую и тепловую энергию. Это возлагает на советских энергетиков большую ответственность за бесперебойное снабжение энергией всех потребителей.

В работе электростанций и сетей особо ответственным является период осенне-зимнего максимума, когда требуются наибольшие количества электроэнергии и тепла, а условия работы электростанций и сетей усложняются. В этот период нужны большая четкость в действиях персонала и безотказная работа всего оборудования, что может быть достигнуто только предварительной хорошей подготовкой. Осенне-зимний максимум является серьезной проверкой того, насколько руководители энергосистем, электростанций и сетей справились со всеми подготовительными работами, насколько полно была проведена подготовка оборудования к несению максимальных нагрузок и подготовлен весь эксплуатационный персонал.

Серьезное внимание должно быть уделено подготовке к зиме цехов и участков, где работа протекает на открытом воздухе и где, следовательно, условия работы в значительной мере зависят от погоды. К ним относятся цехи топливно-транспортный, топливоподдачи, наружные участки золоудаления, гидротехнические сооружения и т. п.

Основным условием бесперебойной работы электростанций зимой является создание достаточных запасов топлива, гарантирующих электростанции от перебоев в подаче его при возможных задержках в подходе железнодорожных составов с топливом.

В текущем году созданы вполне достаточные запасы топлива, большие, чем в прошлом году, и значительно больше, чем в предыдущие годы. Однако, как показал опыт, наличие большого запаса топлива само по себе еще не является

полной гарантией от перебоев в подаче топлива к котлам.

Нельзя допускать поступления в котельную топлива сильно смерзшегося или смешанного со снегом, что в прошлом неоднократно приводило к снижению нагрузок электростанций. Руководителям электростанций и топливно-транспортных цехов необходимо правильно хранить запасы сухого топлива, заранее продумать и точно соблюдать последовательность использования штабелей. В тех случаях, когда топливо на складе оказывается в период осенних дождей сильно смоченным, необходимо непосредственно перед наступлением холодов засыпать его сверху достаточным слоем сухого топлива.

Краны, скреперные лебедки, устройства для слива и разогрева мазута, железнодорожные пути, подвижной состав должны быть тщательно отремонтированы.

Необходимо обеспечить запасной морозостойкой транспортной лентой РПМ, ПРБ, АТГ и другие машины, имеющие ленточные транспортеры. На этих машинах необходимо установить очистители лент и барабанов от налипающего и намерзающего топлива. На режущих кромках всех грейферов и скреперов следует установить зубья. Для складских механизмов (скреперные лебедки, отводные и концевые ролики и др.) должно быть своевременно заготовлено нужное количество незамерзающих смазочных материалов.

Трубопроводы — пожарный и пневматический для подачи воздуха к люкозакрывателям — должны быть тщательно утеплены. Приемо-разгрузочные устройства следует оборудовать постоянными или временными мостками для облегчения доступа к полувагонам при необходимости очистки их от намерзшего топлива.

Не должны быть упущены и такие меры, как подготовка и оснащение рабочих мест простыми ручными инструментами: лопатами, кирками, ломками и т. п. для расчистки от снега и льда. Особое внимание должно быть уделено своевремен-

ному выполнению всех работ по ремонту и оборудованию теплых помещений для обогрева рабочих, работающих на открытом воздухе, а также помещений для приема пищи. Персонал топливно-транспортного цеха должен быть обеспечен теплой спецодеждой, обувью и рукавицами.

Руководители электростанций и топливно-транспортных цехов должны закончить в установленные сроки выполнение всех мероприятий, обеспечивающих полную подготовку топливно-транспортного цеха к работе в зимних условиях.

В цехах топливоподачи электростанций, работающих на влажных углях и торфе, основное внимание должно быть уделено своевременному утеплению тракта подачи топлива. Опыт показывает, что в тех случаях, когда этим требованием пренебрегают, условия работы зимой оказываются тяжелыми. Так, в прошлом на грэс, работающей на торфу, зимой транспортные ленты, ролики и рукава обмерзли: на них образовался твердый слой торфяной крошки, делавший невозможной нормальную транспортировку топлива. Для очистки ленты и роликов привлекалось большое количество рабочих, и электростанция находилась под постоянной угрозой срыва топливоснабжения. Лишь после того, как были приняты срочные меры по утеплению стен, кровли, полов и отоплению транспортерных галлерей, положение улучшилось.

На всех тепловых электростанциях необходимо привести в полный порядок все топливоподающие рукава, переделав их в случае необходимости для предотвращения застревания (замазывания) топлива или устроив в местах частого застревания топлива плотно закрывающиеся люки для шуровки.

По внешним участкам золоудаления необходимо до наступления холодов провести осмотры золошлакопроводов, отремонтировать изношенные участки; в необходимых случаях повернуть трубы на необходимый угол. В изломах трассы золошлакопроводов, где в процессе эксплуатации после остановки системы гидрозолоудаления остается зола или шлак, что представляет опасность смерзания и образования пробок, следует заранее установить спускные патрубки с задвижками или заглушками.

Должны быть заранее подготовлены емкости отвалов для золы и шлака, обеспечивающие бесперебойную работу гидрозолоудаления в течение всей зимы; ограждающие дамбы и обвалование должны быть тщательно осмотрены и приведены в полный порядок. На электростанциях с вагонеточным золоудалением необходимо своевременно отремонтировать пути, весь подвижной

состав и обеспечить мотовозы утепленной стоянкой.

К зимнему периоду должны быть тщательно подготовлены гидротехнические сооружения всех электростанций. Необходимо закончить ремонт градирень и брызгальных бассейнов, проверить надежность работы и поддерживать в состоянии полной готовности шугосбросные устройства, подводы теплой отработавшей циркуляционной воды к водоприемникам тепловых электростанций, обогревающие устройства водоприемных решеток.

Подготовить к зимнему периоду необходимо также и линии электропередачи. В электросетях необходимо в первую очередь полностью закончить в установленные сроки смену дефектной древесины и проверить состояние всех соединителей проводов, с заменой ненадежных. В районах, подверженных гололеду, необходимо проверить и привести в порядок устройства и приспособления для плавки гололеда, а также провести инструктаж персонала.

Подготовка к осенне-зимнему максимуму не может ограничиться только цехами и участками, где метеорологические условия непосредственно влияют на работу оборудования. Надежная работа электростанций при высоком коэффициенте использования мощности оборудования возможна только при полностью и хорошо проведенном капитальном ремонте основного и вспомогательного оборудования всех цехов электростанций, электросетевого и теплофикационного хозяйств.

В текущем году при ремонтах имели место случаи нарушения установленных графиков работ; длительность простоя в ремонте отдельных агрегатов была больше установленной по плану; в ряде случаев не были выполнены намеченные объемы работ, и агрегаты вводились в работу с неустранимыми дефектами; имели место также случаи низкого качества выполнения ремонта, что приводило к повторным остановкам и даже к авариям. Все это свидетельствует о том, что руководители отдельных энергосистем, электростанций, сетей, предприятий Союзэнергоремонта, центральных ремонтных заводов не прониклись должным чувством ответственности за работу электростанции в осенне-зимний максимум.

Нельзя допускать выхода оборудования из строя в период максимальных нагрузок из-за неполного или неудовлетворительно проведенного ремонта. Поэтому необходимо тщательно рассмотреть итоги проведенных ремонтов, установить, какое оборудование и в каком объеме нуждается в повторном ремонте, и принять меры к тому, чтобы работы были выполнены до наступления максимума.

Необходимо также уделить серьезное внимание подготовке и проведению текущих ремонтов и профилактических ревизий оборудования в условиях максимальных нагрузок электростанций. Без тщательно и своевременно проводимых текущих ремонтов и ревизий основного и вспомогательного оборудования электростанции надежно работать не могут.

Каждая электростанция и сеть должны иметь графики текущих ремонтов, ревизий и осмотров основных агрегатов и вспомогательного оборудования и строго соблюдать их в течение всего осенне-зимнего периода. Не должна допускаться отсрочка с выполнением этих работ даже по причине напряженности положения с энергоснабжением. Напряженное положение нельзя ослабить отказом от проведения текущих ремонтов и ревизий оборудования; в конечном итоге это может привести к снижению производительности оборудования и к его аварийному простоям.

Чем напряженнее работа энергосистемы, тем тщательнее нужно готовиться к текущим ремонтам и ревизиям, чтобы не допустить простоя оборудования сверх сроков, установленных графиком.

В прошлые годы при повышенных нагрузках на ряде электростанций испытывались затруднения из-за недостаточной производительности пылеприготовительных устройств, особенно при поступлении топлива повышенной влажности. Во избежание этого необходимо своевременно уплотнить сушильные системы, газопроводы и осушать по графику досыпку шаров в мельницы.

Наряду с оборудованием следует привести в порядок строительные сооружения и здания. До наступления периода дождей должны быть уплот-

нены крыши и перекрытия, полностью застеклены оконные проемы, приведены в порядок наружные двери. Особое внимание должно быть уделено своевременному и высококачественному ремонту жилых домов, общежитий и культурно-бытовых учреждений.

Важнейшее значение для успешного проведения осенне-зимнего максимума имеет хорошая подготовка персонала. Еще до наступления максимума должна быть закончена проверка знаний персоналом правил технической эксплуатации, производственных инструкций и правил безопасности. Проверка не должна носить формального характера—ей должны предшествовать инструктаж и обучение персонала.

Подготовка персонала не должна носить «кампанейского» характера — этим делом необходимо заниматься повседневно. Дежурные инженеры электростанции, и особенно начальники смен, должны инструктировать персонал на рабочих местах, проверять, насколько усвоены правила эксплуатации, и разъяснять сущность допущенных производственных ошибок. Необходимо добиться того, чтобы персонал был достаточно натренирован и не допускал аварий, а при их возникновении быстро и правильно их ликвидировал. Для этого должны проводиться систематические противоаварийные тренировки, охватывающие весь эксплуатационный персонал, с подробным анализом итогов тренировки.

Тщательная подготовка персонала и оборудования и образцовая работа электростанций и сетей в максимум 1951/52 г. — главная задача энергетиков. Советские энергетика обязаны принять все зависящие от них меры к тому, чтобы эта задача была успешно решена.



Новые отечественные аппараты для глубокой очистки дымовых газов от золы

Инж. М. А. Альперович и инж. В. Н. Ужов

В Советском Союзе в отличие от капиталистических стран уделяется огромное внимание проблеме санитарной охраны атмосферного воздуха. Специальным постановлением запрещено утверждение проектов строительства промышленных предприятий и электростанций, если в проектах не предусмотрены пылеулавливающие и газоочистные устройства.

Особо важное значение приобретают в настоящее время вопросы глубокой очистки от золы дымовых газов крупных электростанций. Необходимость быстрого решения данной проблемы наиболее рентабельными методами связана с интенсивным строительством новых тепловых электростанций и увеличением масштаба использования топлив с большим содержанием золы.

Применяемые до войны золоулавливающие аппараты (батареи циклонов, электрофильтры с сотовыми осадительными электродами и др.) не могут обеспечить требующуюся степень очистки дымовых газов.

В настоящее время разработаны и применяются оригинальные высокоэффективные комбинированные золоулавливающие аппараты типа ДВП конструкции треста «Газоочистка». Эти аппараты представляют собой комбинацию батарейного циклона и вертикального пластинчатого электрофильтра с «карманными» осадительными электродами, заключенных в общий корпус. Они отличаются в основном от ранее созданных конструкций следующим:

1) сочетание в одном аппарате двух принципиально различных методов осаждения взвешенных в газе частиц — инерционного и электрического;

2) применение более эффективного непрерывного встряхивания электродов электрофильтра без отключения секции аппарата от газов и высокого напряжения;

3) применение «карманных» осадительных электродов в целях вывода уловленной золы из газового потока;

4) применение более надежной коронирующей системы.

На рис. 1 показан типовой золоуловитель ДВП-4×19*, установленный на тэц для очистки

газов котла паропроизводительностью 200 т/час. Он представляет собой вертикальный аппарат, состоящий из четырех отдельных металлических секций (в целях удобства обслуживания и ремонта), связанных между собой обслуживающими площадками. Золоуловитель смонтирован в помещении котельной за котлом.

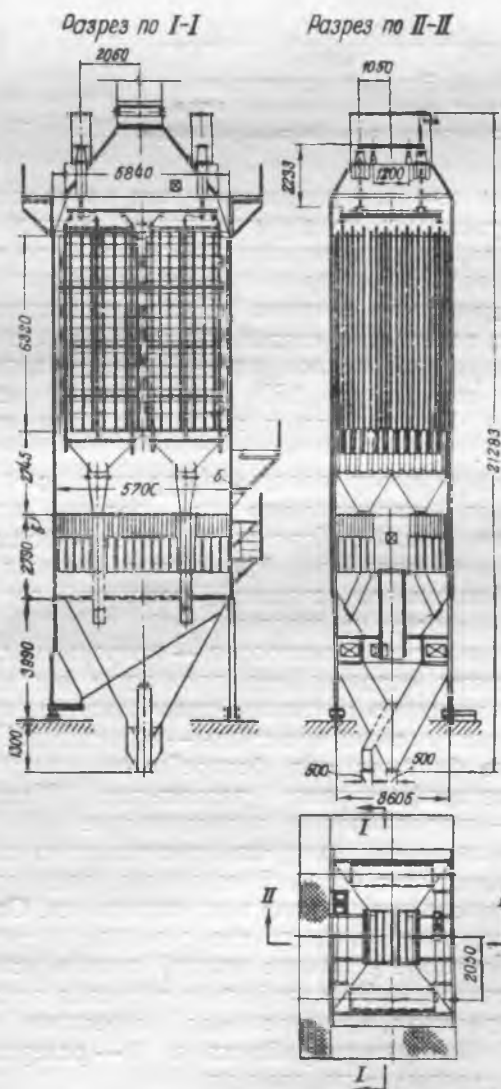


Рис. 1. Комбинированный двухступенчатый золоуловитель типа ДВП-4×19 (одна секция)

* Тип аппарата ДВП 4×19 расшифровывается следующим образом: дымовой вертикальный пластинчатый четырехсекционный, каждая секция площадью 19 м².

Разрез по I-I

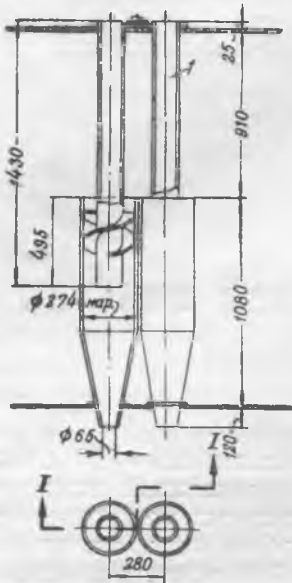


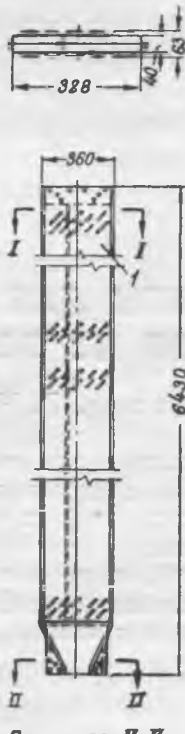
Рис. 2. Элемент батарейного циклона.

I — установка элементов батарейного циклона.

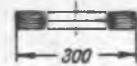
Рис. 3. Элемент осадительного электрода «карманного» типа

I — осадительный электрод электрофильтра.

Разрез по I-I



Разрез по II-II



Газы из воздухоподогревателя направляются в золоуловитель по двум коротким горизонтальным газоходам, разветвляющимся далее по числу секций золоуловителя на четыре наклонных газохода меньшего сечения. Перед разветвлением имеется перемычка, связывающая оба газохода.

Батарейный циклон каждой секции золоуловителя состоит из 160 элементов диаметром 250 мм. Завихрители в элементах типа «винт» (рис. 2).

Электрофильтр пластинчатого типа с осадительными «карманными» электродами длиной 6430 мм (рис. 3). Коронирующие электроды выполнены из проволоки 4 × 4 мм с острыми концами («штыковое сечение»), натянутой горизонтально на раме из газовых труб.

Встряхивание электродов — непрерывное, механическое: осадительные электроды встряхиваются с помощью пружинно-кулачкового механизма; коронирующие электроды — молотками. Пыле-сорные бункеры под батарейными циклонами и электрофильтрами раздельные. Удаление золы — гидравлическое периодическое.

Очищенные от золы газы поступают из секций золоуловителя в сборный коллектор, расположенный непосредственно над золоуловителем. От торцов коллектора отходят два газохода к дымососам. На входе и выходе каждой секции установлены дроссели. Электрофильтр питается током от повысительно-выпрямительных агрегатов типа АФ-18 (4 агрегата рабочих и 1 — резервный), установленных в подстанции.

Для пропуска дымовых газов, помимо золоуловителя, на отметке нижнего конца воздухоподогревателя смонтировано два обводных газохода

(к двум дымососам) со створчатыми шиберами в каждом.

Проектная техническая характеристика золоуловителя типа ДВП 4 × 19 (при работе котлоагрегата на тощем угле) приведена ниже:

Производительность	450 тыс. м ³ /час	
Температура газа	180—210°С	
Количество элементов в батарейном циклоне	4 · 160 = 640	
Активное сечение электрофильтра	4 · 19 = 76 м ²	
Активная длина коронирующих электродов в электрофильтре	4 · 1780 = 7120 м	
Гидравлическое сопротивление:		
а) батарейного циклона	49	} 57,4 мм вод. ст.
б) электрофильтра	8,4	
Скорость газа в электрофильтре	1,82 м	
Количество установленных электроагрегатов АФ-18	4 рабочих и 1 резервный	
Потребляемая мощность:		
на сопротивление батарейного циклона	60	} 138,3 квт
на сопротивление электрофильтра	10,3	
на питание электрофильтра	64	
на встряхивание электродов	4,0	
Вес металлоконструкций	327,4 т	
Коэффициент очистки	97%	

Данный тип комбинированного золоуловителя проверен в эксплуатационных условиях при работе котла на тощем донецком угле ($A^p = 13,5\%$; $Q^p_n = 6800$ ккал/кг).

Топливо размалывается в шаровых мельницах. Тонкость помола характеризуется остатком на сите R_{70} равным 8—9%.

Топочный процесс во время снятия показателей золоуловителя характеризовался значительной неравномерностью. Запыленность дымовых газов перед золоуловителем лежала в пределах 11—18 г/н м³. Содержание горючих в уносе колебалось в пределах 10—20% и в среднем составляло 12%.

Снятие показателей золоуловителя производилось в нормальных эксплуатационных условиях через один месяц после его чистки. Состояние электрофильтра, в частности состояние коронирующей системы, было не совсем удовлетворительное из-за недостаточно точной центровки электродов.

О работе золоуловителя можно судить по следующим данным:

Скорость газов в электрическом поле	0,9—2,0 м/сек
Время пребывания газа в электрическом поле	7,0 сек.
Температура газов на входе в золоуловитель	170—180°С
Температура газов на выходе из золоуловителя	155—166°С
Напряжение на первичной стороне трансформатора агрегата АФ-18	260—290 в
Потребляемый ток (одной секции)	65—153 ма
Удельный ток	0,036—0,086 ма/м
Гидравлическое сопротивление батарейного циклона	38 мм вод. ст.
Гидравлическое сопротивление всего золоуловителя, включая дроссельные клапаны	50—70 мм вод. ст.
Степень очистки газов в батарейном циклоне	76,6%
Степень очистки газов в электрофильтре	95,7%
Общая степень очистки газов в золоуловителе	98%

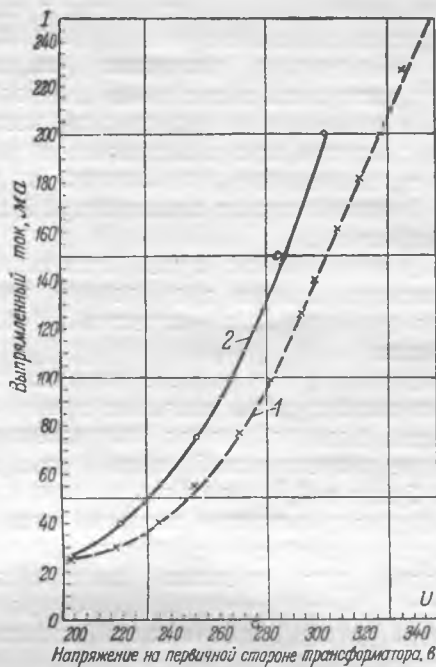


Рис. 4. Зависимость выпрямленного тока от напряжения трансформатора золоуловителя ДВП-4×19 (одна секция). 1 — работа на воздухе; 2 — работа на газе.

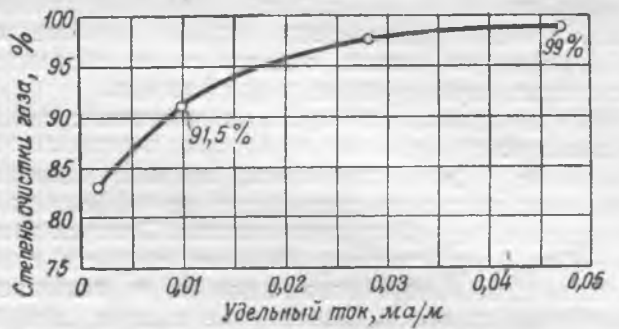


Рис. 5. Зависимость степени очистки газа в золоуловителе от удельного тока.

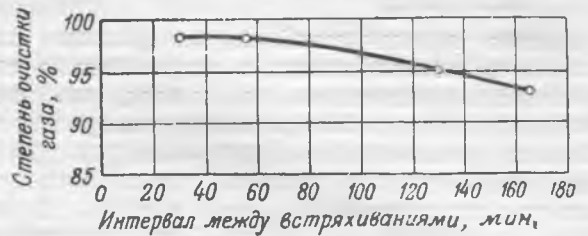


Рис. 6. Зависимость степени очистки газа в золоуловителе от интервала между встряхиваниями.

Зависимость выпрямленного тока от напряжения трансформатора электрофильтра представлена на рис. 4.

Фракционный состав пыли, уловленной золоуловителем в период снятия показателей, приведен в таблице.

Размер частиц, м	Содержание частиц, % в уносе, уловленном	
	батарейным циклоном	электрофильтром
0—6	2,8	20,1
6—10	10,9	17,4
10—15	6,6	12,0
15—20	13,9	10,6
20—30	12,9	12,4
30—40	15,6	12,2
40—60	17,5	8,5
60—90	12,3	4,2
>90	7,5	2,6
	100	100

Расход электроэнергии на очистку 1000 м³ газов складывается из следующего:

Собственно на работу электрофильтра	0,122 квтч
На преодоление гидравлического сопротивления аппарата	0,28 квтч
Итого	0,402 квтч
На транспортировку 15%-го подсосанного воздуха	0,255 квтч
Всего	0,657 квтч

Степень очистки газов в золоуловителе ДВП-4×19 в значительной мере зависит от электрического режима электрофильтра (удельного тока). С понижением тока степень очистки заметно падает. Как видно из графика рис. 5, при понижении удельного тока с 0,05 до 0,01 ма/м степень очистки падает с 99 до 91,5%.

Степень очистки газов в золоуловителе также падает с увеличением интервала между операциями встряхивания электродов, что видно из графика рис. 6.

Удаление уловленной золы с электродов, как показала практика эксплуатации, в данной конструкции золоуловителя происходит удовлетворительно.

Конструкция механизмов непрерывного встряхивания коронирующих электродов оказалась достаточно эффективной. При отсутствии перерывов в работе механизмов обеспечивается полная очистка коронирующих электродов.

Конструкция механизмов встряхивания осадительных электродов также достаточно удовлетворительная.

Вместе с тем следует отметить, что были зафиксированы случаи забивания «карманов», расположенных в нижней части осадительных электродов. Причина этого явления, вероятно, лежит в охлаждении нижней части электродов и золы воздухом, подсасываемым через золопускные рукава. Подсос воздуха вызывается отсутствием гидрозатворов в смывных аппаратах, установленных под бункерами¹. Подсос воздуха через золопускные рукава во время работы золоуловителя совершенно недопустим. Эксплуатировать золоуловитель без гидрозатворов у смывных аппаратов нельзя.

¹ Гидрозатворы демонтированы вследствие забивания их золой при недостатке воды.

Наблюдением за работой комбинированного золоуловителя установлено сильное влияние на окончательную степень очистки газов обводных газоходов, шунтирующих золоуловитель.

Кроме прямого пропуска неочищенных газов в дымовую трубу, с чем в условиях эксплуатации так и не удалось справиться, вредное влияние обводных газоходов сказывается на эффективности работы первой ступени очистки. Пропуск газа по обводному газоходу снижает скорости газа в элементах батарейного циклона и вызывает засорение их золой. Поэтому не следует допускать сооружение обводных газоходов вообще и в особенности на станциях, имеющих комбинированные золоуловители, в которых в качестве первой ступени очистки применены аппараты инерционного типа.

Анализ электрической характеристики пластинчатого электрофильтра с «карманными» осадительными электродами показывает, что электрическая часть комбинированного золоуловителя работает при довольно низких значениях удельного тока. В среднем удельный ток во время работы не превышает $0,09 \text{ ма}$ на 1 м активной длины коронирующего электрода. Это значительно меньше, чем у старых электрофильтров содового типа, которые работают при удельном токе, равном $0,12\text{--}0,14 \text{ ма/м}$.

Объясняется это, повидимому, менее благоприятной формой коронирующих электродов у аппаратов ДВП. Несмотря на наличие острых ребер у электрода штыкового сечения $4 \times 4 \text{ мм}$, коронирование их менее интенсивно, чем цилиндрических электродов диаметром 2 мм , применяемых в электрофильтрах типа ДВ.

Процесс электрической очистки газов обычно рассматривается как состоящий из трех основных стадий: зарядки взвешенных в газе частиц; движения заряженных частиц к осадительному электроду; осаждения частиц на осадительных электродах.

Все стадии процесса электрической газоочистки зависят от величины напряженности электрического поля электрофильтра.

Величина напряженности электрического поля, в свою очередь, является функцией удельного тока, потребляемого электрофильтром. Чем больше удельный ток, тем больше величина напряженности электрического поля в электрофильтре и тем, в конечном счете, лучше условия очистки. Поэтому в целях обеспечения оптимальной работы электрофильтра всегда следует стремиться обеспечить наиболее высокий электрический режим в электрофильтре, т. е. увеличить удельный ток, потребляемый электрофильтром. Были предприняты попытки увеличить удельный ток у электрофильтра ДВП, питающегося от двухполуволнового электроагрегата АФ-18, путем увеличения приложенного к электродам напряжения. Эти попытки к желаемым результатам не привели, так как устойчиво поддерживать более высокое напряжение на электрофильтре невозможно из-за начинающихся искровых разрядов между электродами.

Следует отметить, что в аппаратах с «карманными» осадительными электродами возникновение «пробоев» облегчается наличием «карманов», и поэтому у аппаратов таких типов целесообразно необходимые значения напряженности электрического поля получить при минимально возможных значениях приложенного напряжения, т. е. при возможно большем запасе электрической прочности электрофильтра.

Добиться этого можно путем применения для питания электрофильтра трехфазного выпрямителя вместо применяемого в агрегате АФ-18 двухполуволнового.

При применении трехфазного выпрямителя при одинаковом амплитудном значении приложенного к электродам электрофильтра напряжения среднее значение теоретической кривой выпрямленного тока будет в $1,5$ раза больше, чем при применении двухполуволнового выпрямителя.

Поэтому применение трехфазных механических выпрямителей для питания электрофильтров с «карманными» осадительными электродами дает возможность дальнейшей интенсификации этого типа золоуловителей за счет создания более высоких значений напряженности электрического поля в электрофильтрах без увеличения значений приложенного напряжения.

К сожалению, Министерство электропромышленности, занимающееся изготовлением электроагрегатов для питания электрофильтров, до сего времени не организовало производство трехфазных агрегатов, несмотря на то, что они более целесообразны для применения на электростанциях Советского Союза, чем применяемые в настоящее время однофазные (двухполуволновые) агрегаты АФ-18.

Применение трехфазных агрегатов позволило бы увеличить эффективность комбинированных золоуловителей и более полно решить проблему глубокой очистки дымовых газов от золы, выбрасываемой электростанциями в атмосферный воздух.

Выводы

1. Новые комбинированные двухступенчатые золоуловители типа ДВП, разработанные в Советском Союзе, могут быть рекомендованы для установки на электростанциях в качестве аппаратов глубокой очистки дымовых газов от золы.

2. При очистке дымовых газов электростанций, сжигающих тощие донецкие угли с зольностью $13,5\%$, содержанием золы $11\text{--}18 \text{ г/нм}^3$ и горючих в уносе 12% , указанные золоуловители обеспечивают устойчивую очистку дымовых газов от золы на 98% .

3. Следует рекомендовать провести испытание нового типа золоуловителей на электростанциях, сжигающих подмосковные угли.

4. В целях дальнейшего повышения эффективности работы комбинированных золоуловителей следует рекомендовать сравнительное испытание их при питании от трехфазных и двухполуволновых электроагрегатов.



О себестоимости транспорта тепла в энергосистемах¹

Канд. техн. наук Н. К. Громов

Экономика теплофикации определяется в основном снижением расхода топлива, достигающим иногда 50% и более от расхода при выработке тепла в местных котельных, и электроэнергии — на конденсационных станциях.

Экономии топлива противостоят расходы по транспорту тепла, т. е. затраты, связанные с эксплуатацией тепловых сетей. Эти расходы в настоящее время достигают весьма внушительных размеров, поэтому представляет интерес рассмотрение путей их всемерного сокращения².

Расходы по транспорту тепла обычно складываются из следующих величин: амортизация основных средств, обслуживание и текущий ремонт сетей и сооружений, тепловые потери, перекачка теплоносителя, утечки теплоносителя.

Синтетическим критерием себестоимости транспорта могут являться в конечном счете удельные расходы на 1 мккал отпущенного тепла, т. е. общая сумма расходов по транспорту, отнесенная к полезному отпуску тепла потребителям. Однако для анализа отдельных составляющих затрат и сравнения их величин по различным теплосетям вполне уместно применение и других показателей, более наглядно характеризующих технологию производства.

Если принять стоимость транспорта тепла по Москве за 100, то по другим городам этот показатель составит: Ленинград — 195, Харьков — 75, Ярославль — 100, Киев — 450, Новосибирск — 175.

Анализ этих цифр приводит к выводу о том, что основным фактором здесь является тепловая плотность сетей, т. е. годовой отпуск тепла, отнесенный к длине сетей. Чем больше тепловая плотность, тем ниже себестоимость транспорта. Как правило, в настоящее время тепловая плотность в паровых сетях с круглогодовой технологической нагрузкой значительно выше, чем в водяных. Цифры удельного веса отпуска тепла в виде пара подтверждают этот вывод: Москва — 64%, Ленинград — 42%, Харьков — 86%, Ярославль — 79%, Киев — 0, Новосибирск — 0.

В целях более углубленного анализа необходимо рассмотреть отдельные статьи расходов.

Амортизация основных средств

В суммарных затратах теплосетей удельный вес расходов по амортизации составляет: Мо-

сква — 10%, Харьков — 6%; Ярославль — 4%, Киев — 3%, Новосибирск — 5%. Указанная разница объясняется двумя основными причинами.

Первая причина заключается в разной стоимости теплопроводов и других сооружений (балансовая стоимость) в зависимости от года их строительства.

Вторая причина — принадлежность тепловых сетей различным организациям. Многие теплопроводы магистрального значения сооружаются самими потребителями (чаще всего промышленными предприятиями), и стоимость этих сетей обычно остается на балансе потребителей, что снижает величину отчислений на амортизацию.

Необходимо принимать на баланс энергосистем все построенные потребителями магистральные и разводящие сети, если они обслуживают группы потребителей различной ведомственной принадлежности. Это обеспечит надлежащее обслуживание и ремонт. Теплопроводы, идущие к отдельным потребителям, независимо от их диаметра, могут оставаться на балансе и в эксплуатации потребителей, но под постоянным контролем персонала энергосистем.

В настоящее время годовые амортизационные отчисления производятся в размере 3,5% вместо прежних 7%.

Снижение процента отчислений было сделано на основе опыта работы передовых тепловых сетей в энергосистемах. Для того чтобы этот процент был достаточен, необходимо выполнить ряд мероприятий по увеличению срока службы тепловых сетей и по снижению стоимости капитального ремонта.

Как показывает опыт эксплуатации, наиболее быстро разрушающимся элементом тепловых сетей является тепловая изоляция. Уложенная в первые годы строительства сетей (1924—1937 гг.) изоляция к настоящему времени, как правило, нуждается в полной замене. Для выполнения этой большой работы без вскрытия каналов Всесоюзному теплотехническому институту следует ускорить проведение опытов по надувке тепловой изоляции в каналы помощью эжекторов.

Начиная с 1937—1938 гг., в подземных теплопроводах начала с успехом применяться асбоцементная корка по металлической сетке. При правильном исполнении эта корка, накладываемая поверх тепловой изоляции, служит надежным бандажем, предохраняющим тепловую изоляцию от обвисания и разрушения.

¹ Печатается в порядке обсуждения. Р е д.

² На основании анализа отчетных данных шести крупнейших тепловых сетей за 1949 г.

Наиболее же долговечной должна быть монолитная оболочка теплопроводов, играющая роль как тепловой изоляции, так и несущей конструкции. Такой, в частности, является конструкция из армированного автоклавного пенобетона или пеностекла.

Теплопроводы подвергаются значительной наружной коррозии, более интенсивной в силу температурных условий, чем другие подземные трубопроводы.

При плохих грунтовых условиях и наличии грунтовых или частых поверхностных вод процесс наружной коррозии может идти со скоростью до 1 мм толщины трубы в год. Поэтому при прокладке в таких условиях теплопроводов — бесканальные или в непроходных каналах — должны обязательно приниматься меры защиты от наружной коррозии. К таким мерам следует отнести: покрытие труб борулином, применение монолитной конструкции из пеностекла³. Покрытие только лаками или цементным молоком в плохих грунтовых условиях ведет к преждевременному износу труб и не должно допускаться.

Применение долговечных конструкций тепловых сетей значительно снизит расходы по капитальному ремонту и даст возможность дальнейшего снижения процента амортизационных отчислений.

Обслуживание и текущий ремонт

Три звена энергетической цепи (тэц — тепловая сеть — теплоприемники потребителя) обслуживаются каждая самостоятельно своим персоналом. Ведущим должен быть персонал тепловой сети, который задает режим работы теплофикационного оборудования тэц и контролирует правильность режима работы теплоприемных установок потребителя.

Весьма важно точное разграничение прав и обязанностей персонала. В то время как разграничение функций между персоналом тэц и тепловых сетей регламентировано «Правилами технической эксплуатации», разделение функций между персоналом тепловой сети и потребителями нуждается в дальнейшем уточнении.

При широкой теплофикации городов необходима и новая организация обслуживания абонентских установок. Нужна организация групповых дежурных пунктов по круглосуточному обслуживанию элеваторных узлов и систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

В этом случае на персонал тепловых сетей будет возложена эксплуатация (обслуживание и текущий ремонт) магистральных и разводящих теплопроводов, распределение теплоносителя по установкам потребителей. Контроль за теплопотреблением потребителя и учет отпускаемой теплоэнергии могут выполняться персоналом как тепловой сети, так и энергосбыта.

Количество обслуживающего персонала тепловых сетей, очевидно, наиболее целесообразно от-

носить к протяженности эксплуатируемых магистральных и разводящих сетей, хотя несомненное значение будет иметь и количество отдельных тепловых пунктов у потребителей. Абонентские тепловые сети при этом учитываться не должны. В целом энергосистемы с тепловыми сетями значительной протяженности (Москва, Ленинград, Ярославль и др.) имеют неплохие показатели: около 1,5—2,0 чел. на 1 км трассы. Дальнейшее снижение количества обслуживающего персонала возможно прежде всего за счет улучшения качества оборудования (применение бессальниковых компенсаторов, бесфланцевых задвижек и кранов), а также механизации обслуживания (передвижение по трассе, откачка воды, вентиляция и пр.).

Стоимость обслуживания 1 км тепловой сети в настоящих условиях можно принять в среднем (с учетом текущего ремонта) в размере 15—20 тыс. руб. в год. Тепловые сети малой протяженности имеют несколько худшие показатели.

Стоимость обслуживания составляет обычно основную часть всех расходов управлений тепловых сетей. Поэтому необходимо уделить серьезное внимание правильной организации работы персонала и контролю за рациональным использованием рабочего времени. Должны быть разработаны наиболее целесообразные маршруты обходов, разработана техника всех операций по осмотру оборудования и его ремонту. Обучение, инструктаж абонентского персонала, а также контроль за исполнением им всех установленных правил должны быть также постоянно в поле зрения инженерно-технических работников теплосетей.

Тепловые потери

Тепловые потери в настоящее время определяются только в процентах к отпуску тепла. Такой показатель недостаточно учитывает результаты работы персонала и техническое состояние сетей. В самом деле, сравним показатели отдельных тепловых сетей:

Киев	15,5%
Ленинград	6,9%
Ярославль	4,4%
Москва	4,8%
Харьков	2,6%

Можно ли на основании этих показателей сказать, что состояние тепловых сетей Харькова значительно лучше (в смысле теплоизоляции и наличия утечек), чем в Киеве? Значит ли, что персонал Теплосети Харьковэнерго работает лучше персонала других теплосетей? Такого вывода сделать нельзя. В большой степени это зависит от того, что преобладающая часть отпуска тепла в Харькове в противоположность Киеву производится паром по абонентским паропроводам.

Для характеристики действительного состояния тепловой изоляции и учета работы персонала по снижению тепловых потерь должны быть разработаны дифференцированные нормы тепловых потерь, зависящие от характеристики сети и температурного режима работы. В этом случае суммарная норма тепловых потерь, определенная по

³ Монолитная конструкция из армопенобетона, как правило, не может предохранить от проникновения влаги к трубе.

единичным техническим показателям, будет действительно служить мерилем технического состояния тепловой сети и работы персонала.

В настоящее время можно только сказать, что при нормальной нагрузке городских водяных тепловых сетей (10—15 тыс. *мгкал* на 1 км тепловой сети) можно достичь тепловых потерь в размере 5—6%. Для разветвленной паровой сети с несколькими промышленными предприятиями этот процент примерно такой же. Для московских районов потери в паропроводах колеблются в пределах от 2 до 9%, составляя в среднем всего 3%.

Для уменьшения тепловых потерь в сетях необходимо прежде всего прекратить применение низкосортной тепловой изоляции (различного рода засыпки и мастики из асбеста и инфузальной земли, диатомовый кирпич с объемным весом 700 *кг/м³* и выше и т. п.); подвесные конструкции тепловой изоляции допускать только при наличии надежных и долговечных бандажей. Необходимо, наконец, в короткий срок восстановить разрушенную тепловую изоляцию действующих сетей, особенно паропроводов.

Ничто так не вредит долговечности современных конструкций тепловой изоляции, как периодическая работа теплопроводов, так как во время отключений происходит интенсивное увлажнение изоляции, коррозия бандажей с последующим нарушением их прочности и разрушением конструкции в целом. Следует стремиться к круглогодичной работе сетей.

Измерение теплоэнергии на тэц и у крупных потребителей может быть достаточно хорошо организовано при помощи выпускаемых промышленностью регистрирующих расходомеров, термометров и манометров. Нужно добиться их установки и правильной эксплуатации, в частности ликвидации весовых небалансов теплоносителя.

Значительно хуже обстоит дело с учетом тепла у мелких потребителей, количество которых во много раз больше, нежели количество крупных. Для них применение упомянутых сложных и дорогостоящих регистрирующих приборов неприемлемо. Таким образом, встает задача освоения промышленностью выпуска простых тепломеров для горячей воды. Такой тепломер на базе обычного скоростного водомера, разработанный доктором техн. наук Якимовым, прошел длительные испытания; требуется его заводская «доработка» и организация серийного выпуска.

В настоящее время тепловые потери, являясь основным технико-экономическим показателем работы тепловых сетей, не имеют отражения в калькуляциях себестоимости транспорта тепла, что снижает эффективность хозрасчета.

Перекачка теплоносителя

В большинстве действующих тепловых сетей расход электроэнергии на перекачку теплофикационной воды колеблется в сравнительно узких пределах — 16—18 *квтч* на отпущенную мегакалорию. С увеличением тепловой нагрузки тэц этот расход возрастает, достигая 10% и более всего расхода электроэнергии на собственные нужды.

Основными факторами, влияющими на этот показатель, являются, как известно, температурный график работы сети, напор сетевых насосов и принятый метод регулирования.

При высоких коэффициентах использования отбора турбин (выше 1,5—1,6) переход на температурный график 150—70°С является целесообразным, так как это при прочих равных условиях может по сравнению с графиком 130—70°С дать экономию электроэнергии на перекачку в размере до 25%.

Необходимо шире практиковать переход на этот график, учитывая, что это мероприятие одновременно повышает пропускную способность существующих сетей и позволяет при новых прокладках обойтись трубами меньшего диаметра.

Напор сетевых насосов на тэц, вернее потери напора в сети, как правило, подбираются без достаточного технико-экономического обоснования, в то время как в нашем распоряжении есть строго научный метод такого расчета, разработанный проф. Б. Л. Шифринсоном. В результате этого потери напора в головных и магистральных участках сетей достигают 10—15 *мм вод. ст./пог. м*, а иногда и более, т. е. в 2—2,5 раза более экономичных. Отсюда — перерасход электроэнергии на перекачку и часто неудовлетворительный гидравлический режим тепловой сети.

Большую экономию электроэнергии на перекачку может дать применение количественного регулирования в тепловых сетях. Так, например, Ленинградская теплосеть, применяя ступенчатое регулирование на диапазоне температур наружного воздуха до —8°С, имеет расход электроэнергии 10 *квтч* на отпущенную мегакалорию.

Широкому внедрению количественного регулирования, однако, мешает исключительно плохое состояние регулировки внутренних отопительных систем и большая чувствительность современных двухтрубных систем к понижению расхода теплофикационной воды. Чем выше здание, тем труднее добиться в нем равномерной температуры воздуха. Неравномерность же температур неизбежно ведет к перерасходу тепла на отопление, так как заставляет настраивать режим системы по наиболее холодным помещениям.

Значительную экономию электроэнергии можно также получить при автоматизации регулирования абонентских вводов. Такие работы в широком масштабе ведутся в настоящее время в Московской теплосети.

При анализе общих расходов на перекачку теплофикационной воды следует учитывать также насосные подстанции в сетях и у потребителей. При учете этого расхода становится особенно наглядной положительная роль элеваторной схемы присоединения, которая получила столь широкое распространение в практике советской теплофикации. Следует стремиться к ликвидации всех насосно-смесительных установок у потребителей и переводу отопительных систем на элеваторы.

Перекачка конденсата на тэц производится обычно потребителями, но ее также необходимо учитывать при точном определении стоимости транспорта тепла; из-за обычно завышенной мощ-

ности двигателей в средних условиях она составляет около 1 квтч на каждый кубический метр возвращенного на тэц конденсата.

Затраты на перекачку, так же как и тепловые потери, не имеют отражения в калькуляциях расходов теплосетей.

Утечки теплоносителя

Наиболее трудно обнаружить и поэтому трудно устранить утечку теплоносителя в подземных водяных сетях и конденсатопроводах. В некоторых случаях при плохой организации эксплуатации такие утечки достигают 5—10% от максимума подачи теплофикационной воды тэц. Такая величина утечки может вызвать серьезные затруднения в теплоснабжении потребителей.

Согласно эксплуатационному циркуляру № Т-41 Технического отдела МЭС от февраля 1949 г. величина утечки на 1 м³ емкости сетей и систем в нормальных условиях не должна превышать 4,5 л/час в отопительный период работы сети и 3,5 л/час в летний период.

Практика работы показывает, что при хорошей работе эксплуатационного персонала эта величина может быть снижена до 2—3,0 л/м³час. Но даже при этих условиях затраты на приготовление подпиточной воды, например в московских теплосетях, достигают около 1 млн. руб. в год. Это заставляет уделить самое серьезное внимание обеспечению максимальной плотности сетей.

Летний перерыв в работе отопительных систем должен быть использован для их тщательной проверки и устранения дефектов. Результаты этой подготовки должны быть проверены испытанием каждой абонентской системы на гидравлическое давление (обычно на 6 ат). При наличии дворовых разводящих сетей между отдельными здания-

ми последние должны подвергаться испытаниям отдельно на повышенное давление.

В летнее время необходимо также проверить на плотность магистральные и разводящие тепловые сети. Обычно принято их испытывать целиком станционными насосами. Однако такой метод не дает возможности полностью определить поврежденные участки разветвленной сети. Следует испытывать сети участками, отделяя их заглушками. Давление в линиях целесообразно создавать центробежными или поршневыми насосами с приводом от автомашины.

Особое внимание необходимо уделить летней проверке сетей при наличии непосредственного разбора воды на бытовые и технологические нужды. Объясняется это тем, что при наличии непосредственного водоразбора величина утечки не может быть в каждый данный момент определена по показаниям расходомера на подпиточной линии тэц, как это делается при закрытой системе. Поэтому при непосредственном водоразборе из сетей обнаружение утечек в зимнее время становится весьма затруднительным.

При анализе затрат на восполнение утечек нельзя обойти и вопроса стоимости приготовления подпиточной воды для тепловых сетей.

При отсутствии непосредственного водоразбора приготовление подпиточной воды обычно производится химводоочисткой электростанции. При небольших сетях с расходом воды на подпитку 5—10 т/час это не вызывает особенных затруднений. Однако, часто максимальный отпуск тепла от тэц превышает 100 меккал/час. В таких случаях наилучшим решением может явиться применение пленочных деаэраторов Оргрэс. Задача наших научных институтов и наладочных организаций состоит в дальнейшей разработке этого метода применительно к водам различных районов СССР.



О выборе системы водоснабжения и конденсационного оборудования тепловой электростанции¹

Доктор техн. наук Л. Д. Берман

Основными потребителями воды на паротурбинной электрической станции являются конденсационные установки. Поэтому вопросы проектирования и эксплуатации систем водоснабжения и конденсационных установок очень тесно переплетаются между собой.

Анализ эксплуатационных данных показывает, что на многих тепловых электрических станциях имеют место значительные перерасходы топлива, повышенные расходы электроэнергии на собственные нужды, а иногда и ограничения располагаемой мощности, вызываемые недостаточно удовлетворительной работой систем водоснабжения и конденсационных установок.

Некоторые электростанции работают даже в наиболее жаркое время года с малыми кратностями охлаждения в конденсаторах (40—45 и ниже) из-за недостаточной производительности циркуляционных насосов, перерасходуя вследствие этого 1,5—2% и более топлива. К еще большим перерасходам топлива (до 5—7%) приводит на некоторых электростанциях с оборотным водоснабжением недостаточная производительность водоохлаждающих устройств (градирен и брызгальных бассейнов) или неудовлетворительная работа последних.

К значительному понижению экономичности электростанций (до 3—5%) приводит неправильный выбор системы водоснабжения и несоответствие между условиями водоснабжения и типоразмерами установленных конденсаторов.

Некоторые из указанных обстоятельств обуславливаются уже решениями, принятыми при проектировании электростанций. Основными причинами этого являются:

1. Ошибки, допускаемые иногда при проведении сравнительных технико-экономических расчетов из-за неправильности как их методики, так и используемых при этих расчетах исходных данных. В частности, из-за ошибочности используемых характеристик конденсационных установок неправильно определяется изменение вакуума в зависимости от температуры и расхода охлаждающей воды; при пользовании расчетными графиками для градирен и брызгальных бассей-

нов не учитывается обычно понижение охлаждающего эффекта в условиях эксплуатации из-за ухудшения состояния охладителей в периоды между ремонтами и т. д.

2. Недостаточная номенклатура, а иногда и неудовлетворительные характеристики конденсаторов, поставляемых заводами-изготовителями турбинного оборудования, что затрудняет правильный выбор конденсаторов в соответствии с условиями водоснабжения. Проектные же организации вместо того, чтобы предъявлять к заводам соответствующие требования и добиваться изменения положения в этом отношении, часто вовсе не производят выбора конденсатора, а принимают безотносительно к местным условиям проектируемой электростанции тот тип и размер конденсатора, который поставляется заводом к данной турбине.

Оценка изменения вакуума при сравнительных расчетах

При выборе системы водоснабжения и конденсационного оборудования очень важно располагать характеристиками конденсационных установок, которые позволили бы возможно правильнее оценить изменение вакуума, связанное с переходом от одного варианта к другому. Так как при этом приходится определять относительно небольшую разность двух величин, то уже сравнительно малая погрешность в оценке абсолютных значений вакуума при каждом из сопоставляемых вариантов может привести не только к большой количественной ошибке при определении их разности, но и к качественно неправильному результату.

Заводские характеристики конденсационных установок, строящиеся расчетным путем, как показали работы ВТИ, не могут быть признаны с указанной точки зрения удовлетворительными в основном вследствие использования эмпирической зависимости для коэффициента теплопередачи конденсатора, неправильно и неполно отражающей влияние на него различных факторов, и неправильной оценки взаимной связи между работой конденсатора и эжектора.

Большая работа по изучению характеристик конденсационных установок, сыгравшая положительную роль в нормировании работы последних, была проделана Орггрэс. График температурных напоров, составленный Орггрэс, был положен

¹ Печатается в порядке обсуждения (из доклада на Всесоюзном совещании по водоснабжению тепловых электростанций, созванном МЭС совместно с Московским и Горьковским отделениями ВНИТОЭ в г. Горьком в ноябре 1950 г.).

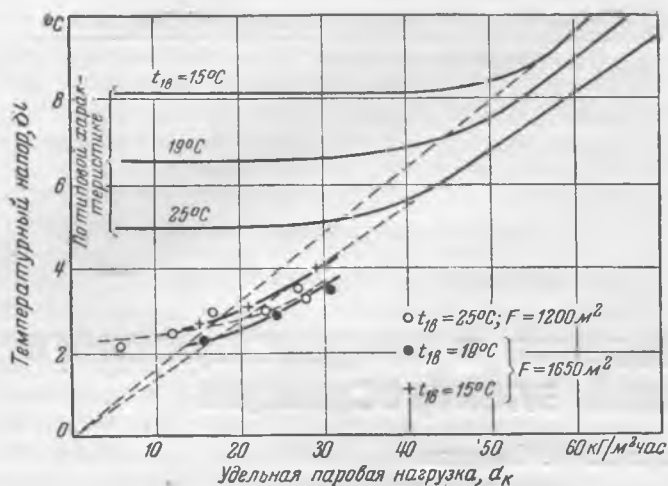


Рис. 1. Температурный напор по типовой характеристике и по опытным данным для двух конденсаторов.

в основу типовых характеристик конденсационных установок, выпущенных МЭС. Этот график составлен путем обработки прямых опытных данных, полученных в промышленных условиях. Вообще говоря, такой путь является более надежным, но, как обнаружили более поздние исследования ВТИ, график Орггрэс оказывается пригодным для двухходовых конденсаторов с очень высокой номинальной паровой нагрузкой порядка 75—80 кг/м² час, работающих с кратностью охлаждения 55—60, а для других условий может давать чрезмерно большие значения температурного напора (рис. 1).

«Универсальный» характер, т. е. пригодность для любых конденсаторов, был ему приписан ошибочно в результате того, что не были учтены некоторые особенности работы конденсационных установок.

График Орггрэс показывает зависимость температурного напора только от удельной паровой нагрузки конденсатора и температуры охлаждающей воды. В действительности же температурный напор зависит и от ряда других факторов, к числу которых относятся:

- номинальная удельная паровая нагрузка конденсатора, отвечающая максимальному расходу пара через часть низкого давления турбины;
- расход охлаждающей воды, определяющий кратность охлаждения и скорость воды в трубках;
- число ходов воды в конденсаторе.

Поскольку температурный напор находится в сложной зависимости от факторов, влияющих на работу конденсационной установки, более надежные результаты могут быть получены при изучении влияния этих факторов на коэффициент теплопередачи конденсатора.

Можно рекомендовать при выборе системы водоснабжения и конденсаторов определять значение вакуума или по прямым опытным данным, полученным при хорошем состоянии конденсационных установок и относящимся непосредственно к тем условиям, которые рассматриваются при сравнительном расчете, или, если таких данных нет, путем подсчета по величине коэффициента теплопередачи конденсатора.

Так как исследования ВТИ показали неполноту и неточность имеющихся в литературе формул для определения коэффициента теплопередачи конденсатора, то зависимость этого коэффициента от различных факторов была пересмотрена на основе материалов испытаний промышленных конденсационных установок. С помощью предложенной новой формулы построен график (рис. 2), на котором коэффициент теплопередачи K для двухходового конденсатора при номинальной паровой нагрузке и хороших эксплуатационных условиях (коэффициент частоты 0,8) нанесен в зависимости от величины

$$B = \frac{1,1 \omega}{\sqrt{V} d_{вн}}$$

где ω — средняя скорость воды в трубках, м/сек;

$d_{вн}$ — внутренний диаметр трубок, мм.

При числе ходов воды в конденсаторе, отличающемся от двух, найденное на графике значение коэффициента теплопередачи должно быть умножено на поправочный множитель Φ_z , значения которого приведены на рис. 3.

Сравнительные расчеты должны производиться для годового периода с учетом сезонного изменения температуры охлаждающей воды. При этом должно также приниматься во внимание то обстоятельство, что с понижением температуры

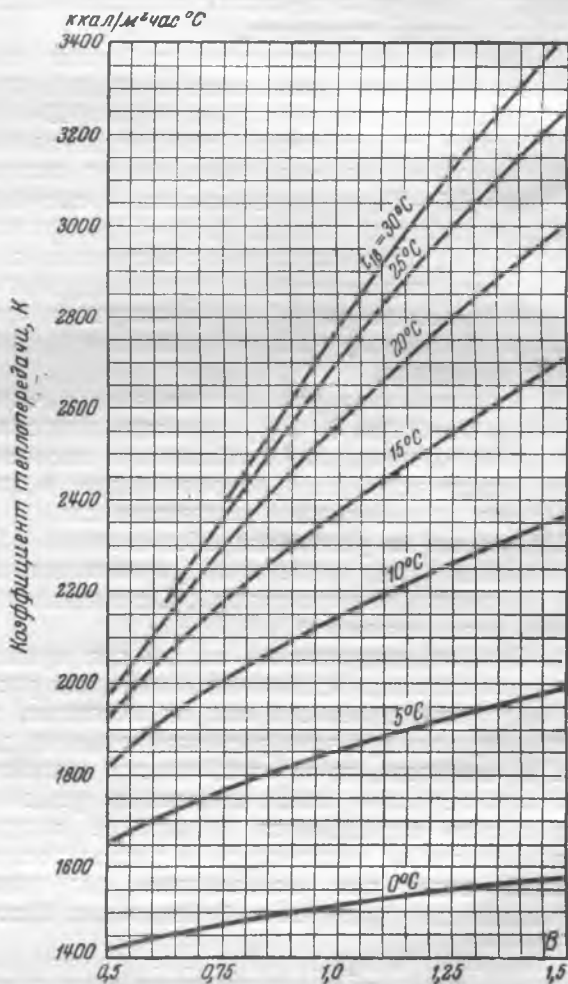


Рис. 2. Коэффициент теплопередачи двухходового конденсатора при номинальной нагрузке (коэффициент частоты 0,8).

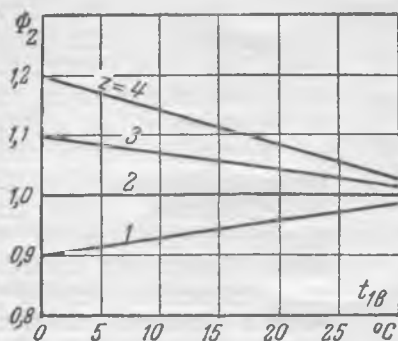


Рис. 3. Поправочный множитель, учитывающий влияние числа ходов воды (z) на коэффициент теплопередачи конденсатора.

охлаждающей воды расход ее также следует понижать, поддерживая так называемый «режим экономического вакуума», причем в случае оборотной системы водоснабжения длительность периода, в течение которого целесообразно работать с пониженными против номинального расходами воды, значительно меньше, чем в случае прямой системы.

Выбор системы водоснабжения

Выбор системы водоснабжения тепловой электростанции сильно зависит, как известно, от местных условий и должен производиться особо для каждого отдельного случая. Последнее не исключает, однако, необходимости иметь четкие установки, которыми следует всегда руководствоваться при решении данного вопроса. Мы коснемся здесь решения его для электростанций, сооружаемых вблизи крупных источников водоснабжения.

Наличие крупного источника водоснабжения, например реки с достаточно большим расходом воды, не всегда предпочитает выбор прямой системы водоснабжения, так как она может оказаться экономически невыгодной сравнительно с оборотной системой. Повышение годового расхода топлива вследствие перехода к оборотной системе водоснабжения оценивается при проектных расчетах примерно в 2,5%. Этому противопоставляются при большой высоте или дальности подачи воды повышенный расход электроэнергии на ее перекачку в случае прямой системы водоснабжения и более высокие в этом случае первоначальные затраты.

На практике перерасход топлива, обусловленный применением оборотного водоснабжения вместо прямой, оказывается часто выше расчетного, доходя в отдельных случаях до 5—6% и даже более. Причинами этого являются: а) более высокая, чем принимаемая в расчетах, температура охлаждающей воды из-за недостаточного удовлетворительного выполнения водоохлаждающих устройств или быстрого ухудшения их состояния в условиях эксплуатации; б) загрязнение поверхности охлаждения конденсаторов накипными отложениями.

Можно полагать, что на некоторых электростанциях, расположенных вблизи крупных водных источников и имеющих оборотное водоснабжение, повышенный перерасход топлива поглотил те выгоды, которых ожидали проектировщики, выбиравая эту систему водоснабжения.

За последние годы в результате работ эксплуатационного персонала передовых электростанций,

налаточных, проектных и исследовательских организаций достигнут ряд успехов в области разработки и практической проверки методов борьбы с отложением накипи в конденсаторах, усовершенствования конструкций водоохлаждающих устройств, разработки способов борьбы с их обмерзанием и т. д. Все это должно будет, конечно, способствовать повышению вакуума, достигаемого при обратном водоснабжении. Но и с учетом этого при возможности осуществления прямой системы водоснабжения отказ от него требует достаточно серьезного обоснования. Иногда указывают, что при предварительной ориентировке в вопросе о выборе системы водоснабжения можно исходить из того, что при подаче воды далее 0,8—1 км или подъеме ее на высоту более 20—25 м прямая система уже становится невыгодной. Такое указание следует признать неправильно ориентирующим проектировщиков, так как переход к оборотной системе водоснабжения не всегда является единственным и самым целесообразным средством для избежания большого расхода электроэнергии на подачу охлаждающей воды.

Так, например, при значительном расстоянии площадки электростанции от источника водоснабжения возможно иногда (при благоприятных топографических условиях) избежать протяженных напорных водоводов с большой потерей давления в них путем применения схемы с двумя ступенями подъема воды. Это решение не является новым, и можно в качестве примера привести схему, принятую в 1933 г. по предложению Среднеазиатского отделения ГИДЭП в проекте одной из электростанций². По этому проекту главный корпус станции должен был быть расположен на расстоянии около 2 км от реки при планировочной отметке площадки на 4,5 м выше горизонта воды в реке. Предложенная схема водоснабжения (рис. 4) предусматривала подачу воды береговыми насосами (первого подъема) по металлическим трубам длиной всего 41 м в напорный бассейн, из которого она самотеком направляется по открытому каналу к приемным колодцам циркуляционных насосов (второго подъема), установленных в машинном зале. Увеличение при такой схеме общего числа устанавливаемых насосов окупается преимуществами прямой системы водоснабжения.

Известны, но недостаточно используются также пути существенного уменьшения расхода электроэнергии на подачу охлаждающей воды и в случаях высокого расположения площадки электростанции относительно уровня воды в реке. Можно указать на ряд мощных электростанций, построенных на берегах крупных рек, таких, как Волга, Иртыш и другие, и имеющих оборотную систему водоснабжения. Выбор последней обосновывался большой высотой берега, а в некоторых случаях и значительными колебаниями уровня воды в реке, достигающим 10—12 м и более. Между тем по подсчетам А. А. Фрейдберга (ТЭП) при высоком расположении площадки можно путем использования энергии сбросной воды сни-

² Л. Д. Берман, Энергетический сборник, т. IV, стр. 104, Ташкент, 1935.



Рис. 4. Схема водоснабжения тепловой электростанции с двумя ступенями подъема воды.

зить более чем на 40% отпуск энергии на циркуляционные насосы с шин станции. В некоторых случаях эффективным решением может также являться заглубление конденсационного помещения.

Установка с использованием энергии сбросной воды в гидротурбине, вращающей вспомогательный циркуляционный насос, который включен последовательно с основным, представлена на рис. 5. Она предусматривает и использование сифона. При высоких уровнях воды в реке подача охлаждающей воды осуществляется основным циркуляционным насосом, а при определенном понижении горизонта воды вступают в работу гидротурбина и вспомогательный циркуляционный насос.

Возможны и другие схемы использования энергии сбросной воды: установка одного или нескольких основных насосов, которые приводятся гидротурбинами и работают параллельно с насосами, имеющими электропривод, или установка гидротурбин, приводящих электрические генераторы.

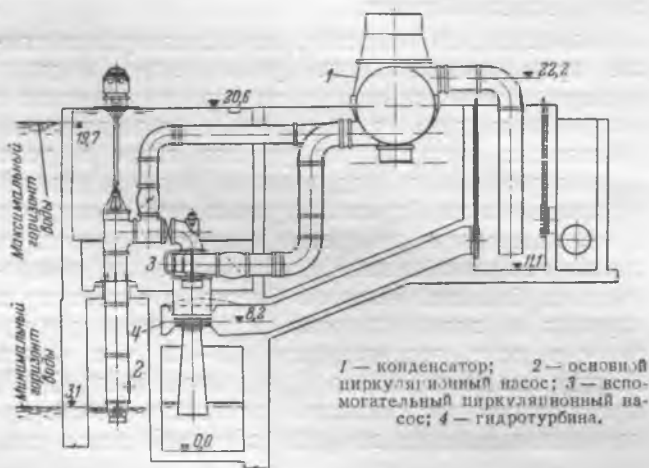


Рис. 5. Схема водоснабжения с применением гидротурбины для использования энергии сбросной воды.

На рис. 6 показан пример решения с заглублением пола конденсационного помещения почти на 30 м относительно отметки пола машинного зала. Конденсационное помещение выполнено в виде цилиндрической шахты с железобетонными стенками, имеющей диаметр ~ 22 м. Такая компоновка позволяет при разности отметок максимального и минимального горизонтов воды в реке, превышающей 20 м, применить циркуляционные насосы с напором лишь 8 м вод. ст.

Выбору более целесообразного и экономичного решения может в значительной мере способствовать и усовершенствование

методов производства работ, приводящее к ускорению и удешевлению строительства при применении прямоточной системы водоснабжения.

При постоянном или сезонном недостатке воды в источнике или же при необходимости ограничения расхода подаваемой воды по какой-либо другой причине может иногда оправдать себя прямоточная система водоснабжения с последовательным включением двух конденсаторов по воде. В отличие от этого предлагавшаяся схема водоснабжения «на смешанной воде», предусматривающая уменьшенную подачу свежей воды и осуществление рециркуляции части охлаждающей воды с целью повышения кратности охлаждения в конденсаторах до нормальной, приводит к уменьшению экономичности электростанции по сравне-

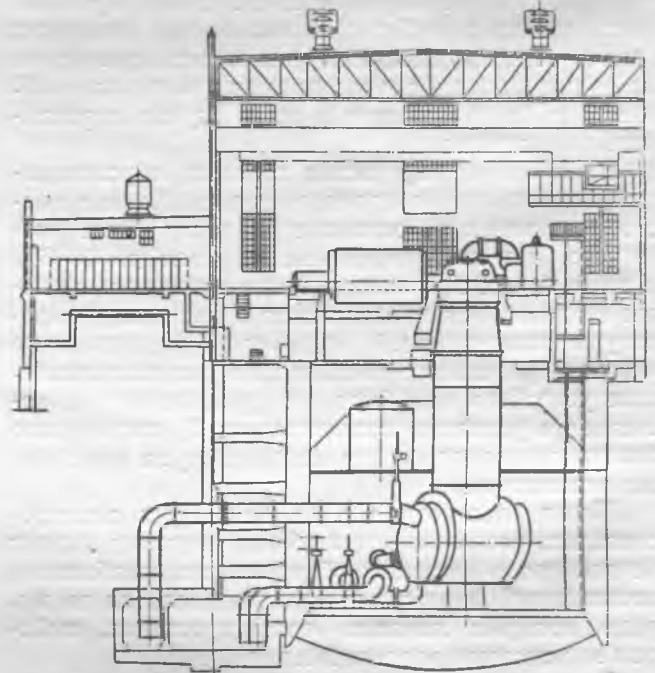


Рис. 6. Заглубление конденсатора при больших колебаниях уровня воды в реке.

1—береговая насосная станция; 2—градирня;
3—резервуар охлажденной воды; 4—циркуляционные насосы; 5—конденсатор.

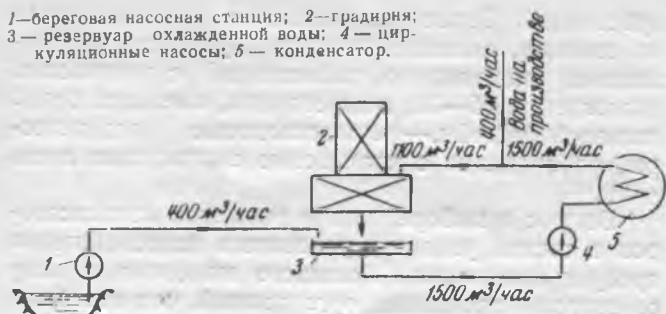


Рис. 7. Комбинированная система водоснабжения электростанции с повторным использованием воды для технологических целей промышленного предприятия.

нию с работой конденсаторов по обычной схеме с пониженной кратностью охлаждения.

Схема с рециркуляцией может быть при известных условиях целесообразной, если часть сбросной воды, вновь возвращаемая в конденсаторы, предварительно подвергается охлаждению, например в пруду. Но в этом случае мы переходим к комбинированной системе водоснабжения, сочетающей прямую с оборотом.

На электростанциях, расположенных вблизи промышленных предприятий с большим водопотреблением на технологические цели, особенно в тех случаях, когда расход воды, забираемой из источника водоснабжения, сильно ограничен, может оправдать себя комбинированная система водоснабжения с повторным использованием части охлаждающей воды (рис. 7). При этом достигаются уменьшение размеров охладителей и, что главное, улучшение вакуума благодаря снижению средней температуры воды, поступающей в конденсаторы.

Выбор конденсаторов

Поверхность охлаждения конденсаторов, число ходов воды и кратность охлаждения должны выбираться в строгом соответствии с условиями водоснабжения электростанции. На электростанциях, расположенных в южных районах или имеющих обратную систему водоснабжения, следует устанавливать более крупные конденсаторы, чем на электростанциях (с турбинами такой же мощности), расположенных в северных районах и имеющих прямоточную систему водоснабжения.

Это очевидное правило выполняется, однако, далеко не всегда, и существует много примеров его нарушения, что влечет за собой большие перерасходы топлива. Так, например, на московской тэц, имеющей обратное водоснабжение с градирнями, установлены малые конденсаторы с удельной паровой нагрузкой $\sim 80 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$. Это приводит к перерасходу топлива на конденсационную выработку электроэнергии около 3% по сравнению с выбором конденсаторов с номинальной нагрузкой $45 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$.

Применение конденсаторов с недостаточной поверхностью охлаждения сказывается и на экономичности электростанций с прямоточным водоснабжением. То, что поверхность применяющихся конденсаторов во многих случаях является недостаточной, можно видеть из следующих значений

номинальной удельной нагрузки конденсаторов, обслуживающих серийные турбины:

Турбины	Номинальная нагрузка конденсатора, $\text{кг/м}^2 \text{ час}$
АК-25, 50 и 100	53—63
АТ-25 и АП-25	58—80
ВК-50	44—50
ВК-100	55

Ориентировочный расчет, произведенный для условий Москвы, показал, что для станции мощностью 100 тыс. кВт с прямоточным водоснабжением экономия в результате снижения номинальной нагрузки конденсаторов с 55 до $40 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$ составляет около 1 600 т условного топлива в год (стоимостью около 250 тыс. руб.), а дополнительные затраты, связанные с увеличением при этом размеров конденсаторов (около 370 тыс. руб.), окупаются приблизительно за 1,5 года.

Эти цифры нуждаются еще в уточнении, но они показывают, что вопрос о размерах конденсаторов и правильном выборе их номинальной паровой нагрузки для различных условий водоснабжения должен быть тщательно изучен заводами-изготовителями и проектными организациями.

То же относится и к выбору числа ходов воды в конденсаторе и кратности охлаждения. Выбор этот должен увязываться не только с принятой системой водоснабжения, но и с другими местными условиями. Так, например, при прямоточной системе водоснабжения он зависит еще от протяженности закрытых напорных водоводов и высоты подъема воды, а при оборотной системе — от типа водоохлаждающего устройства.

При прямоточном водоснабжении и ограниченном напоре, требующемся для подачи воды (примерно до 10 м вод. ст.), обычно оказываются более выгодными одноходовые конденсаторы с высокой кратностью охлаждения (порядка 80 и выше), а при более высоком напоре насосов (примерно до 20—25 м вод. ст.) — двухходовые конденсаторы с кратностью охлаждения порядка 60. В то же время можно привести пример, когда на электростанции, расположенной на берегу крупной реки и имеющей прямоточное водоснабжение, при сравнительно небольшом требуемом напоре насосов установлены четырехходовые конденсаторы, работающие с кратностью охлаждения лишь ~ 45 .

При оборотном водоснабжении с охлаждением воды в градирнях увеличение кратности охлаждения, связанное с уменьшением перепада температур воды, влечет за собой ухудшение охлаждающего эффекта градирен и повышение температуры воды, поступающей в конденсаторы. Вследствие этого при наличии градирен уменьшение числа ходов воды в конденсаторе и увеличение кратности охлаждения не оправдывают себя. Напротив, при брызгальных бассейнах понижение перепада температур воды приводит к улучшению охлаждающего эффекта, и повышение вакуума достигается в этом случае как непосредственно в результате понижения перепада температур воды, так и в результате заметного понижения температуры охлажденной воды.

Примерный расчет для конкретного объекта показал, что в случае охлаждения воды в брыз-

гальном бассейне переход от двухходового конденсатора с кратностью охлаждения 55 к одноходовому с кратностью охлаждения 75 может привести к среднему улучшению вакуума за летнее время (средняя температура влажного термометра 14°С) на ~ 2,5%. Понижение расхода топлива позволяет при этом не только с избытком перекрыть добавочную затрату электроэнергии на насосы, но и получить экономию, в течение 1—2 лет окупающую дополнительные капитальные затраты на брызгальный бассейн, связанные с увеличением его производительности.

Это существенное различие условий в зависимости от принятого типа водоохлаждающего устройства не учитывается при проектировании электростанций.

Более того, имеются примеры, когда на станции, имеющей градирни, установлен одноходовой конденсатор, работающий с кратностью охлаждения 65—70, а на станции, имеющей брызгальный бассейн, — четырехходовые конденсаторы, работающие с кратностью охлаждения лишь ~ 30.

Вопрос о выборе типа и размеров конденсаторов в тесной увязке с условиями водоснабжения требует значительно большего внимания к нему со стороны проектных организаций, чем это было до настоящего времени. Более правильное решение этого вопроса при проектировании электростанций позволит сберечь значительное количество топлива.



Увеличение активной зоны прудов-охладителей с помощью струераспределительных решеток

Проф., доктор техн. наук Г. А. Петров и инж. И. А. Забабурин

Степень использования пруда-охладителя определяется соотношением между активной поверхностью и всей площадью зеркала пруда; чем ближе это отношение к единице, тем полнее используется зеркало пруда для охлаждения воды. С целью наибольшего использования пруда-охладителя применяются «струераспределительные» или «струенаправляющие» сооружения. Они дают положительный эффект, но являются обычно весьма дорогими и при некоторых сложных очертаниях зеркала пруда трудно осуществимыми.

Для лучшего распределения воды проф. Г. А. Петровым (УКРВОДГЕО) было предложено устройство съемных поперечных решеток, являющихся сравнительно недорогими и достаточно удобными в эксплуатации сооружениями. Их решено было применить для увеличения активной зоны пруда-охладителя, имеющего очень сложные очертания зеркала воды (рис. 1).

Проектом предусматривался захват охлажденной воды из пруда в точке А у плотины, сброс в пруд теплой воды для первой очереди строительства — в точке Б, а после окончания второй очереди также и в точке В.

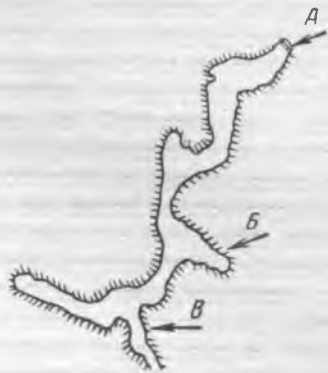


Рис. 1. Очертания зеркала пруда.

А — забор охлажденной воды; Б — сброс I очереди; В — сброс II очереди.

Приближенные теоретические подсчеты указывали на невозможность достаточно полного использования зеркала водохранилища для охлаждения без проведения дополнительных мероприятий. Эти мероприятия были установлены с помощью лабораторных исследований на модели пруда, проведенных Украинским отделением ВОДГЕО.

При исследованиях в первую очередь выяснялся вопрос о рациональном направлении струй сбрасываемой теплой воды. Результаты произведенных опытов показали, что направление выходящей струи оказывает значительное влияние на распределение потоков по всему водохранилищу.

Наиболее благоприятное распределение струй для схемы I очереди (водоспуск Б) получилось при сбросе воды (с помощью быстротока) под углом 90° к фарватеру.

Примером менее удачного выбора направления сброса воды является устройство выпуска

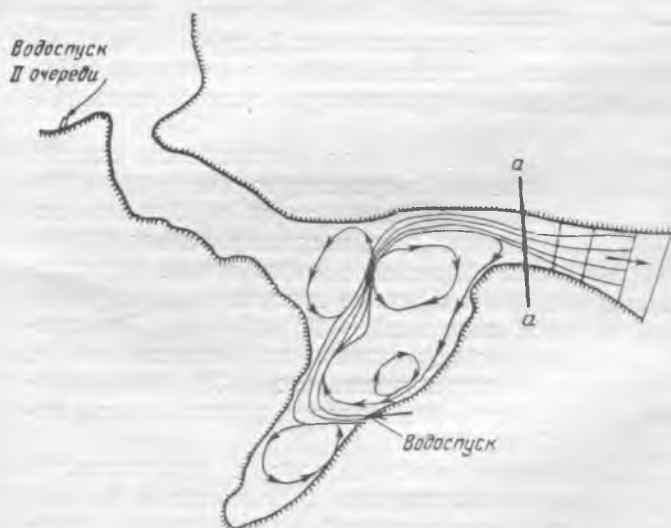


Рис. 2. Распределение струй на участке сброса теплой воды при расположении водоспуска под углом 135° к фарватеру.

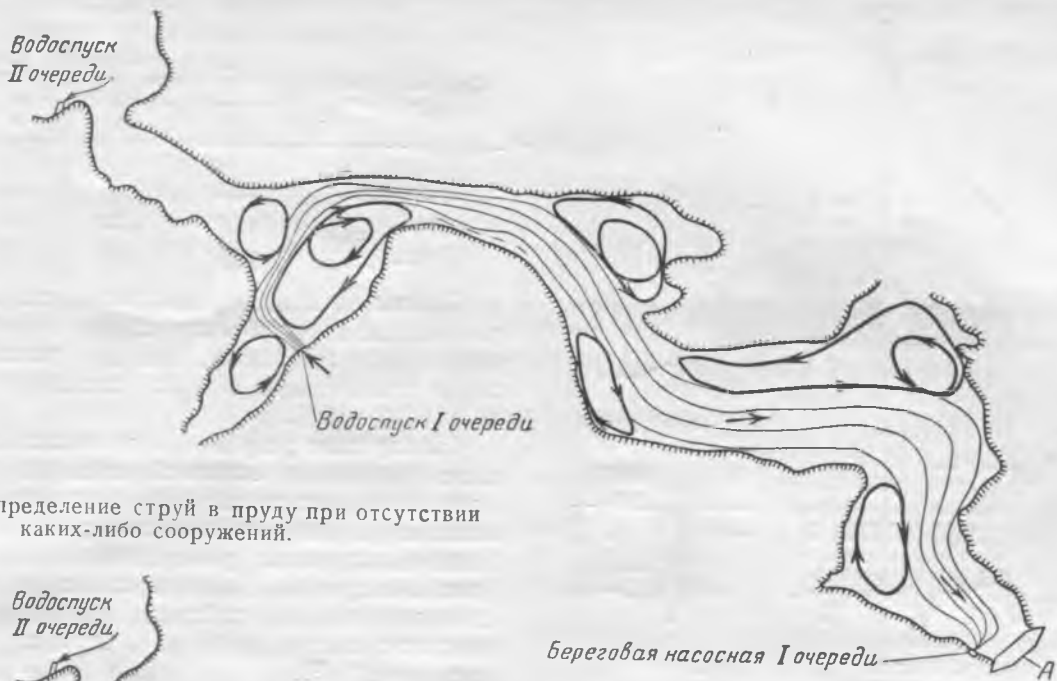


Рис. 3. Распределение струй в пруду при отсутствии каких-либо сооружений.

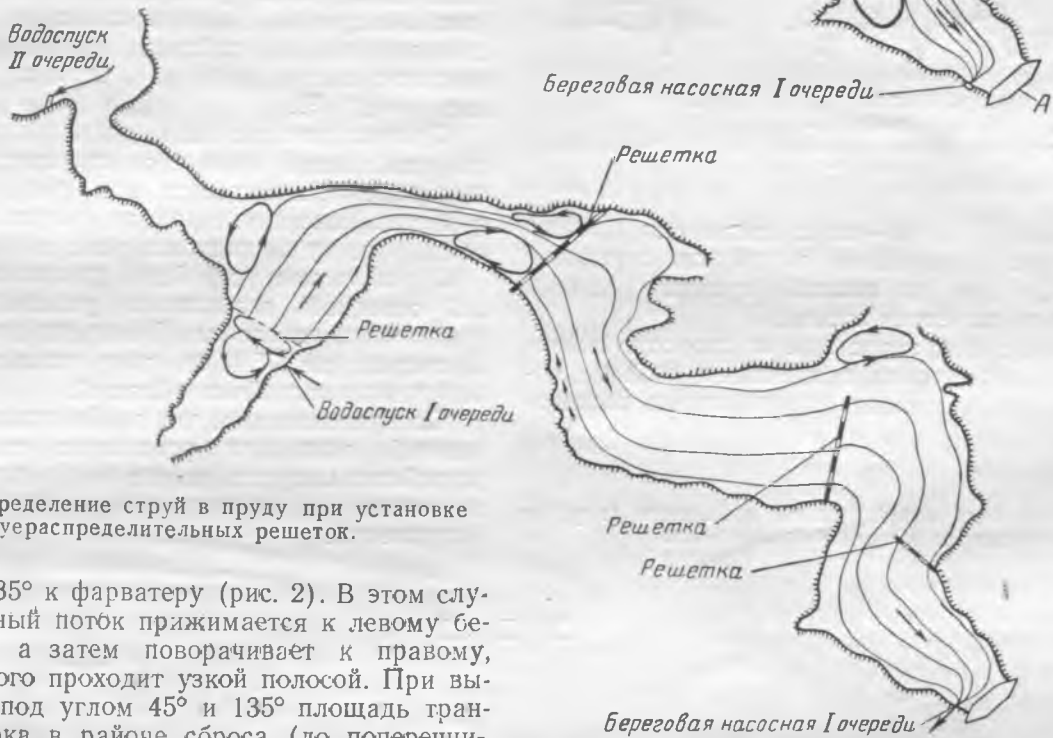


Рис. 4. Распределение струй в пруду при установке струераспределительных решеток.

под углом 135° к фарватеру (рис. 2). В этом случае транзитный поток прижимается к левому берегу пруда, а затем поворачивает к правому, вдоль которого проходит узкой полосой. При выпуске воды под углом 45° и 135° площадь транзитного потока в районе сброса (до поперечника *a-a* рис. 2) составляла лишь 17—19%, а при выпуске воды под углом 90° возрастала до 35% от полной площади зеркала воды на рассматриваемом участке пруда.

После установления наиболее выгодного направления выходящей струи было изучено распределение течений для всего водохранилища при отсутствии каких-либо вспомогательных сооружений.

Как видно из плана распределения струй (рис. 3), транзитный поток постепенно расширяется до места забора у плотины *A*, причем в пруду образуется ряд больших водоворотных зон. Характер распределения поверхностных струй как при низком, так и при высоком горизонтах воды примерно одинаков.

Транзитный поток занимает в среднем около 25%, а водовороты — 30% от всей площади зеркала водохранилища; остальная площадь зеркала (45%) приходится на совершенно не используемые для охлаждения воды застойные области.

Последним этапом исследования явилось установление мероприятий, с помощью которых возможно было бы получить максимальные размеры транзитного потока при указанном сложном очертании водохранилища.

В качестве успокоителей струи сбрасываемой теплой воды был испытан ряд возможных в данном случае сооружений. Наилучшие результаты удалось получить при устройстве съемных струераспределительных решеток. Сравнение распределения струй воды при отсутствии каких-либо сооружений (рис. 3) и при установке струераспределительных решеток (рис. 4) показывает, что во втором случае транзитный поток распространяется почти на всю поверхность пруда. Схема установки струераспределительной решетки приведена на рис. 5.

Высота решетки *h*, а также размеры ячеек *a* и *b* устанавливались опытным путем. Наилучшее успокоение сбрасываемой струи достигалось в рассматриваемом случае при устройстве решеток вы-

Размеры ячеек, м

Средняя скорость воды, м/сек	Деревянные решетки		Металлические решетки	
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>
0,05—0,10	2,50	0,75	2,20	0,60
0,10—0,15	1,25	0,50	1,10	0,35
0,15—0,25	1,0	0,30	0,85	0,15

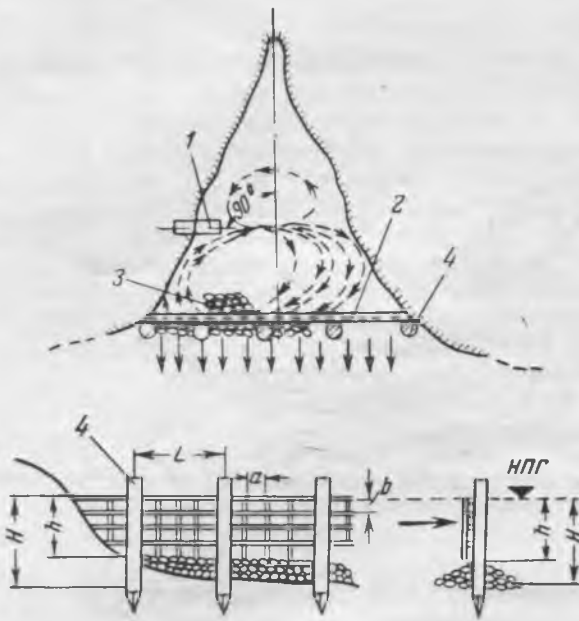


Рис. 5. Схема установки струераспределительной решетки.

1 — водосброс; 2 — струераспределительная решетка; 3 — каменная отсыпка; 4 — свая.

сотой $h=0,6 H$, где H — максимальная глубина по сечению при нормальном подпорном горизонте (НПГ). От дна до нижней кромки решетки устраивается каменная отсыпка.

Размеры ячеек, зависящие от скорости подходящих к решетке токов, приведены в таблице, составленной на основании лабораторных исследований¹.

¹ Таблица дана для пределов изменения скорости воды, встречающихся в прудах-охладителях.

Опыты на модели показали, что одно лишь успокоение струи в месте сброса теплой воды является недостаточным, так как увеличение площади транзитного потока составляет при этом только 10—15%.

Наилучшие результаты в отношении дальнейшего увеличения активной зоны по всей длине водохранилища также были получены при применении струераспределительных решеток описанной выше конструкции, размещенных согласно рис. 4 (для I очереди). Размеры ячеек (a, b) соответствовали данным таблицы, но наиболее благоприятная высота решеток в этом случае получилась $h=0,7 \cdot H$.

Произведенными исследованиями установлено, что наибольший эффект от струераспределительных решеток получается при расположении их в местах поворота струи по направлению, соответствующему биссектрисе угла поворота.

В результате устройства указанных сооружений оказалось возможным увеличить площадь транзитного потока для I очереди до 80% и для II очереди до 75% за счет уменьшения водоворотных и застойных областей.

Следует отметить, что особое влияние на план течений оказывает успокоение воды в месте устройства выпуска, на что необходимо обращать внимание при проектировании соответствующих сооружений.



Некоторые итоги строительства главного корпуса тепловой электростанции

Инж. С. Б. Гробокопатель

В 1948 г. обсуждался вопрос об организации строительства тепловых электростанций¹. За последующие годы осуществлено строительство ряда крупных электростанций, и настоящая статья имеет целью кратко осветить опыт проведения строительно-монтажных работ по главному корпусу одной из таких станций. Всего на этой станции намечено к установке 11 котлов высокого давления и 8 турбоагрегатов.

Строительство осуществляется двумя очередями: первая очередь — 6 котлов и 6 турбин, всего 23 оси главного здания; вторая очередь — 5 котлов и 2 турбины, с 23-й по 41-ю ось. В настоящее время закончены работы по первой очереди и ведутся работы по второй.

До начала работ по главному корпусу был разработан проект организации работ, который выполнялся проектировщиками строительно-монтажного треста, начиная со стадии технического проекта. При этом, однако, проектировщики имели систематическую связь с организацией, проектировавшей электростанцию, и целый ряд конструктивных решений по подземному хозяйству принимался последней с учетом требований проекта организации работ. В процессе производства работ отдельные вопросы уточнялись с участием производственного персонала строительства.

Подземное хозяйство главного корпуса

Все кабельные и другие тоннели были запроектированы и выполнялись из сборных элементов: стены — из бетонных блоков, перекрытия — из сборных железобетонных плит.

Под полом машинного зала и бункерной вышки полнен сплошной подвал, причем конструкция стоек и перекрытия отметки О сделана из сборных металлических и бетонных элементов. В рабочих чертежах подземного хозяйства были предусмотрены пути под 25-т башенные краны.

Отказ от монолитных тонкостенных конструкций в подземном хозяйстве главного корпуса и замена их сборными дали возможность заранее заготовить все элементы в заводских условиях, тут же производить обратную засыпку, а там, где это требовалось, немедленно нагружать.

¹См. «Электрические станции», № 6 и № 12 за 1948 г. статьи С. Б. Гробокопателя, Т. Е. Григорьева и С. П. Гончарова.

По подземному хозяйству главного корпуса в составе проекта организации работ были разработаны технологические карты производства всех основных видов строительных работ. Эти технологические карты давали схему готовности и совмещенности работ на разных стадиях по всем захваткам. В каждой захватке производился только один вид работ, а по всему котловану (в разных захватках) одновременно производились все виды работ.

Основным положением, заложенным в основу производства работ по подземному хозяйству главного корпуса, является выемка земли по всему котловану в пределах 8 котлов и 7 турбин (по первоначальному проекту такое количество агрегатов составляло первую очередь), причем земля вынималась до отметки заложения фундаментов с запасом 30—50 см на подчистку.

Такое решение предоставило возможность производить земляные и бетонные работы широким фронтом. Так, 70 000 м³ земли котлована главного корпуса были вынуты в течение 5 мес., причем выемка 45 000 м³ земли, которые должны были быть уложены вблизи главного корпуса для планировки, выполнена гидромеханизацией с помощью землесосов 8НЗ. Остальная земля разрабатывалась экскаваторами с отвозкой автомашинами.

Через 3 мес. после разворота земляных работ начались бетонные и железобетонные работы. Бетон приготавливался на центральном бетонном заводе стройдвора и привозился в самосвалах или в контейнерах на бортовых машинах. Укладка бетона из контейнеров производилась при помощи 3-т автомобильного крана.

Для увеличения количества бетона, укладываемого из самосвала непосредственно в конструкции, в первую очередь был уложен бетон подземного хозяйства бункерной до отметки О на всю длину котлована.

Сооружение этой своеобразной «эстакады» не встретило больших трудностей, так как она была вся запроектирована из сборных элементов (металлические стойки и железобетонные плиты), которые были заготовлены в период производства земляных работ. В дальнейшем эта «эстакада» служила одной из главных грузовых магистралей котлована главного корпуса (рис. 1).

Всего в подземное хозяйство главного корпуса уложено 26 000 м³ бетона и железобетона в течение 8 мес., при максимальной укладке в

Монтаж металлоконструкций главного корпуса

Всего для первых шести агрегатов надлежало смонтировать 23 оси общим весом 5 200 т, а в пределах 31 оси — всего 6 800 т.

До начала монтажа был разработан подробный проект организации работ по монтажу металлоконструкций главного здания. Кроме того, для наглядности был выполнен макет главного корпуса, отображающий технологию монтажных работ по нему, со всеми основными механизмами.

В соответствии с проектом организации работ монтаж металлоконструкций производился двумя башенными кранами, имеющими следующие характеристики: максимальная грузоподъемность 25 т при вылете 20 м; грузоподъемность 20 т при максимальном вылете 25 м; максимальная высота подъема 66 м; скорость подъема груза 12 м/мин; полный вес крана 169,5 т, в том числе вес металлоконструкций 113 т, вес контргруза 28 т; ширина подкрановых путей 9,5 м.

Один башенный кран находился в пролете бункерной, а второй — в пролете помещения электрофильтров (рис. 3), что обеспечивало охват всех металлоконструкций главного корпуса за исключением фасадной стены машинного зала, которая монтировалась краном на железнодорожном ходу.

В период производства работ по подземной части главного корпуса были изготовлены и смонтированы оба 25-т башенных крана, подготовленные к монтажу и укрупнены первые 500 т металлоконструкций.

Из-за задержки заводом-изготовителем поставки металлоконструкций котельной вопреки намеченной проектом организации работ очередности монтаж металлоконструкций был начат с машинного зала, конструкции которого восстанавливались и доизготавливались в цехе металлоконструкций на площадке.

Таким образом, первый месяц монтаж производился только одним башенным краном. За этот период смонтировано 10 осей машинного зала, постоянная торцевая стенка машинного зала и 6 осей бункерной этажерки, общим весом 500 т.

К этому времени прибыли металлоконструкции котельной, и дальнейший монтаж производился одновременно двумя башенными кранами.

В течение второго месяца монтажа было смонтировано 1 420 т металлоконструкций и в течение третьего месяца еще 1 480 т.

Таким образом, в течение трех месяцев от начала монтажа были смонтированы конструкции главного корпуса в пределах 4 турбин и 4 котлов общим весом 3 600 т, всего 17 осей (рис. 4).

Оставалось еще закончить отдельные элементы фахтверка и металлоконструкции временной торцевой стены общим весом 200 т, которые были выполнены в течение 15—20 дней, т. е. на 16-м месяце от начала земляных работ по котловану главного корпуса.

Так как наступал зимний период, было принято решение временную торцевую стену установить на 17-й оси, между четвертым и пятым агрегатами.



Рис. 1.

месяц 4 500 м³ и максимальной суточной укладке 300 м³.

Одновременно с производством бетонных работ производились работы по сборке кабельных тоннелей и укладке подземных коммуникаций (рис. 1).

За 3 мес. до окончания массовых бетонных работ приступили к обратной засыпке, которую закончили через месяц после окончания этих бетонных работ.

Таким образом, через 12 мес. после начала разворота земляных работ по главному корпусу были выполнены фундаменты здания в пределах 8 котлов и 7 турбин (31 ось), фундаменты 6 котлов, подземная часть фундаментов 6 турбин, фундаменты под все вспомогательное оборудование и все подземные коммуникации, залегающие ниже 0,5 м от отметки зольного и конденсационных полов в пределах этих агрегатов.

Произведена была укладка путей под порталный и башенные краны, что открыло широкий фронт для поточного монтажа как металлоконструкций главного здания, так и технологического оборудования (рис. 2).



Рис. 2.

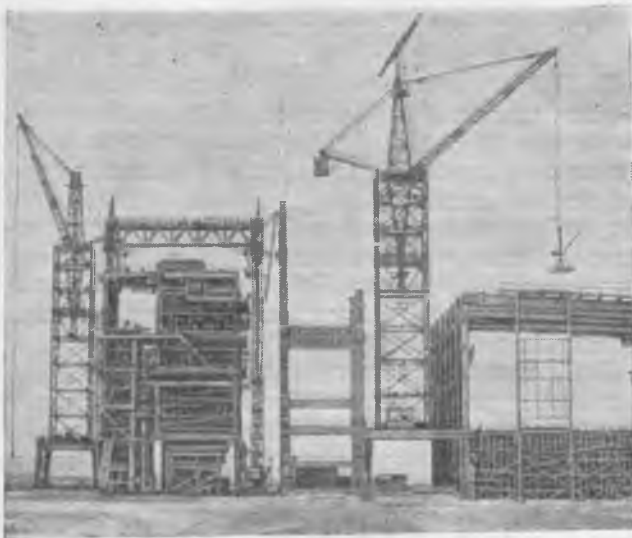


Рис. 3.

В связи с тем, что выполненный объем монтажа металлоконструкций главного корпуса открыл широкий фронт строительных и монтажных работ, основное внимание монтажников было переключено на монтаж металлоконструкций других объектов (разгрузочное устройство, топливоподача и т. д.), а на продолжении монтажа металлоконструкций главного корпуса оставлена небольшая группа, которая в основном занималась укрупнением металлоконструкций и подготовкой их к монтажу, так что в течение 2 мес. фактически был перерыв по монтажу металлоконструкций главного здания.

Затем монтаж был возобновлен небольшой группой в 20, позднее 50 рабочих, которая смонтировала в течение 3 мес. металлоконструкции здания в пределах пятого и шестого агрегатов (от 17-й до 23-й оси) общим весом 1 600 т. На этом закончился монтаж металлоконструкций первой очереди главного корпуса.

За все время башенными кранами смонтировано 6 800 т металлоконструкций главного здания, 500 т технологического оборудования и 2 000 т строительных деталей, всего 9 300 т.

Следует отметить, что вес башенных кранов составляет уже сейчас всего 3% от веса смонтированных ими деталей, а если учесть дальнейшие работы второй очереди, то этот процент еще снизится.

Общестроительные работы по главному корпусу

Для производства работ по заполнению стен и перекрытий главного корпуса был также предварительно разработан проект организации работ.

Согласно этому проекту по периметру главного корпуса были установлены 4 башенных крана типа СБК-1 грузоподъемностью 1,5—3,0 т.

Леса применены наружные, трубчатые с хомутами Перловского завода; всего в пределах главного корпуса находилось в обороте 100 т двухдюймовых труб со скреплениями.

Объем кирпичной кладки в пределах 6 агрегатов (23 оси) равен 8 500 м³, а в пределах



Рис. 4.

1 подочереды, т. е. четырех агрегатов (17 осей),— 6 000 м³.

Кирпичную кладку начали производить через 1 мес. после начала монтажа металлоконструкций, вдоль постоянной торцевой и фасадной стен машинного зала, и в течение полутора месяца был выполнен основной объем (~ 2 000 м³) кладки по 17 осям машинного зала. В этот же период были уложены армопенобетонные плиты кровельного перекрытия в пределах этих же 17 осей. Для подачи плит на перекрытие с успехом использовались 25-т башенные краны, которые подавали их наверх целыми партиями.

Через месяц после начала кирпичной кладки по машинному залу приступили к кирпичной кладке котельной. Весь оставшийся объем кирпичной кладки в 4 000 м³ был выполнен в течение 3,5 мес. К этому же времени были уложены и плиты кровельного перекрытия.

Таким образом, в течение 5 мес. от начала кирпичной кладки, т. е. на 21-й месяц от начала работ по главному корпусу здание в пределах 4 агрегатов было закрыто. Следует отметить, что заполнение главного корпуса выполнялось в зимний период, а проектные решения ряда конструктивных элементов кладки не предусматривали кладку на замораживание.

Дальнейшая работа по закрытию главного корпуса в пределах 5-го и 6-го агрегатов возобновилась только через 4 мес., и кирпичная кладка в объеме 2 500 м³ с кровлей были выполнены в течение 3,5 мес.

Монтаж оборудования

Проектом организации работ монтаж котельных агрегатов намечено было производить мостовым краном грузоподъемностью 30 т, а монтаж турбоагрегатов мостовым краном грузоподъемностью 75 т. В пределах дымососной и насосной над отметкой питательных насосов имелись мостовые кран-балки грузоподъемностью 10 т.

Сборка блоков котельного оборудования намечалась железнодорожным краном на монтажной площадке со стороны временного торца.

В связи с отсутствием в тот период достаточного опыта по освоению изготовления и работы

башенных кранов, возможной задержкой с поступлением металлоконструкций главного здания и наличием на площадке строительства всех котельных агрегатов, при утверждении проекта организации работ было принято решение смонтировать дополнительно порталный кран грузоподъемностью 50 т, который имелся у строительной организации.

Этот порталный кран был смонтирован со стороны временного торца; его пути были проложены вдоль площадки для сборки блоков и в пролете котельной на отметке зольного пола, до фундамента первого котла включительно.

Как указывалось выше, на 12-м мес. от начала земляных работ по главному корпусу эти пути были уложены и было приступлено к монтажу блоков первого котла порталным краном (рис. 2). В течение 4 мес. были смонтированы блоки первых двух котлов, 65% каркаса, барабаны и сухопарники третьего и четвертого котлов.

В связи с тем, что к этому времени монтаж металлоконструкций здания в пределах этих 4 агрегатов уже подходил к концу и нужно было закрывать здание, порталный кран вывели за пределы здания, и дальнейший монтаж этих котлов, а также монтаж пятого и шестого котлов производился поточно только мостовым краном.

Монтаж турбоагрегатов производился также поточно по заранее разработанным технологическим картам.

Положительным фактором в организации точного монтажа турбоагрегатов и стационарного оборудования явилось то, что в период монтажа металлоконструкций главного здания башенным краном была установлена большая часть оборудования, находящегося на отметках насосной этажерки — питательные турбо- и электронасосы, дыхательные баки, все оборудование регенерации, испарители и т. п.

В течение третьего от начала земляных работ по главному корпусу года введено в эксплуатацию 6 котлоагрегатов и 6 турбоагрегатов.

Выводы

Опыт, накопленный при осуществлении описываемого строительства, позволяет сделать следующие обобщающие выводы:

1. Строительные работы по подземному хозяйству главного корпуса нужно обязательно производить сразу на всю мощность станции; исключение может быть допущено только в тех случаях, когда заранее планируется строитель-

ство подочередьями, с разрывом монтажных работ в этих подочередьях не менее чем на 1 год.

2. При производстве работ по подземному хозяйству главного корпуса следует обязательно, одновременно с фундаментами под здание и основное оборудование, выполнять фундаменты под стойки перекрытий, кабельные и другие тоннели, промливневую канализацию и все другие подземные конструкции. Обратная засыпка должна производиться только после выполнения всех указанных работ.

3. К началу монтажных работ должны быть выполнены также черные бетонные полы со всеми каналами мелкого заложения, расположенными на отметках зольных и конденсационных полов.

4. В габариты котлована главного корпуса должны входить все сифонные колодцы с напорными и сливными линиями циркуляционной воды, примыкающие к главному зданию, а строительные работы по ним должны выполняться одновременно со всем комплексом подземного хозяйства.

Следует отметить, что при строительстве описываемой станции черные бетонные полы с каналами мелкого заложения зольного пола не были выполнены до начала монтажных работ, равно как и сифонные колодцы со сливным каналом не были выполнены одновременно с подземным хозяйством главного корпуса.

Эти два факта в значительной степени осложнили и удорожили производство работ и тормозили поточность строительно-монтажных работ на протяжении всего строительства.

5. Конструкции всех тоннелей и других подземных коммуникаций должны быть сборными из заготовляемых заранее деталей.

6. В пролете машинного зала желательно иметь подвал, но в этом случае конструкции перекрытия конденсационного пола должны быть обязательно сборными.

7. Монтаж металлоконструкций главного корпуса следует производить башенными кранами. Вылет крана следует увеличить до 34—36 м. Это даст возможность одним краном охватить монтаж всех металлоконструкций главного корпуса.

8. Одновременно с монтажом металлоконструкций главного корпуса нужно при помощи башенных кранов установить тяжеловесное оборудование, расположенное на отметках насосной и бункерной этажерок.

9. Для монтажа котельных агрегатов в котельной должен обязательно предусматриваться мостовой кран грузоподъемностью 30/10 т.

ОТ РЕДАКЦИИ

Ввод на протяжении одного года 6 мощных котлов и 6 турбин на одной электростанции является большим достижением советских энергостроителей.

Общая же продолжительность строительства описываемой станции до ввода первого блока в эксплуатацию при лучшей организации работ могла бы быть значительно уменьшена и в первую очередь за счет сокращения срока строительства подземного хозяйства главного корпуса.



Индустриализация работ по ошиновке

Инж. Д. М. Андрианов

Ошиновочные работы на подстанциях являются самыми трудоемкими и составляют примерно 10—15% объема всех электромонтажных работ. Это соотношение значительно возрастает для таких установок, как мощные ртутные выпрямители, электрические печи и т. п.

Выполнение работ по ошиновке прежними методами—«по месту», непосредственно на объекте не отвечает современному состоянию электромонтажных работ. Для сокращения сроков электромонтажа и снижения его стоимости особое значение приобретает широкое внедрение индустриальных методов его выполнения. На объекте в этом случае выполняется только тот минимум работ, который связан с местом установки и заключается в сборке заранее заготовленных узлов (блоков) электрооборудования и во взаимном соединении элементов установки по общей ее схеме. Весь остальной объем работ должен быть выполнен вне зоны монтажа в монтажных мастерских. Это значительно сокращает сроки монтажа всей установки и позволяет выполнить основную часть их вне зависимости от готовности строительных работ.

Производство всего объема работ по ошиновке индустриальным методом должно быть предусмотрено в проекте организации электромонтажных работ. При этом все подлежащие изготовлению в мастерских детали ошиновки должны быть разбиты по своей конфигурации на отдельные группы. Такая группировка однообразных деталей дает возможность изготовить детали с наибольшим производственным эффектом и с наименьшей затратой времени. В соответствующей спецификации деталей должна быть предусмотрена надлежащая их маркировка.

На монтажную площадку шины ходовых размеров поступают в виде полос длиной 4,5—6 м (для шин небольшого сечения допускается поставка в бунтах). Так как при транспорте шины могут быть погнуты, то может потребоваться их правка (рихтовка). Этой операцией начинается процесс обработки шин.

В зависимости от спецификации деталей ошиновки отдельные полосы шин используются для сборки шин полной длиной; для ответвлений же потребуется резка шин в соответствии с длиной ответвлений. При наличии заготовительной спецификации необходимо для резки подбирать шины таким образом, чтобы количество отходов и их размеры были минимальными.

Значительной по объему операцией является подготовка контактных соединений шин между собой и в местах присоединения к аппаратуре. Наилучшей формой взаимного соединения шин является соединение сжимными (анкерными) плитами. При болтовом соединении возникает необходимость в сверловке шин. Но и при соединении шин сжимными плитами болтовое соединение и, следовательно, сверловка остаются в местах присоединения ответвлений к аппаратуре. Вследствие этого подготовка контактных соединений включает также операцию сверловки.

Основная операция подготовки контактных соединений заключается в их зачистке, с последующим покрытием вазелином.

Последней операцией механической обработки деталей шин является их гнутье на плоскость, на ребро, «уткой» или штопором. Выполнение гнутья производится после зачистки контактных соединений, так как изогнутость отрезков шин делает зачистку затруднительной.

Обработка деталей ошиновки заканчивается маркировкой, после чего они поступают в сборочное отделение мастерской для сборки в блоки и последующей окраски, которая должна выполняться краскопультами (с защитой мест контактных соединений). При сборке шин следует широко применять электросварку, особенно при ошиновках шинами больших сечений.

Для организации правильной технологии ошиновочных работ в монтажных мастерских должна быть установлена определенная последовательность операций, подчиненная принципу поточности, без возвратных движений обрабатываемой детали с применением для отдельных операций соответствующих механизмов. Размещение механизмов и приспособлений для производства работ по заготовке деталей ошиновки осуществляется по технологической схеме, приведенной на рис. 1.

Все операции обработки производятся обычными механизмами, из которых только шинофрезерный станок и шиногиб являются специально предназначенными для ошиновочных работ. Шинофрезерный станок может быть заменен вращающимся диском с кардолентой. Механизмы снабжаются необходимыми приспособлениями—шаблонами, штампами, кондукторами и т. п.

Особенностью схемы являются применение для резки шин размером до 100×10 мм прессы и замена сверловки шин для получения отверстий продавливанием. Применение для продавли-

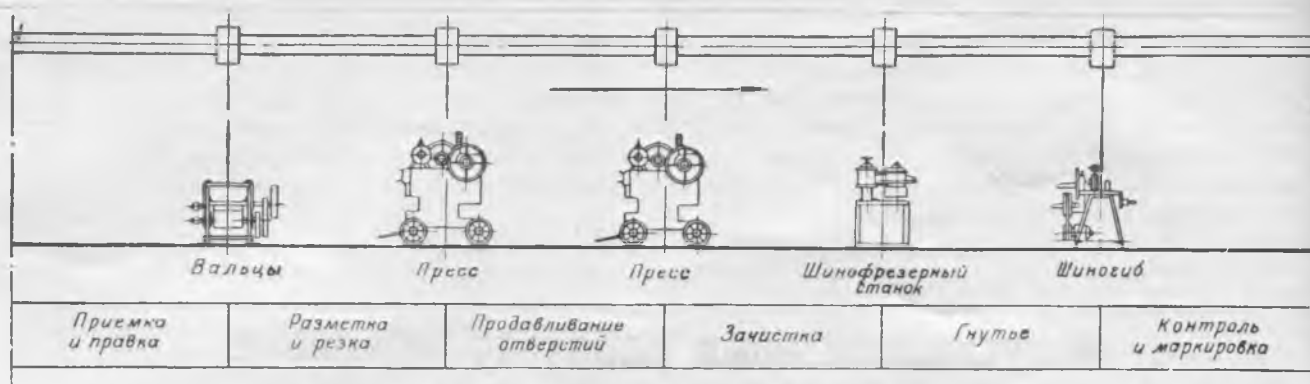


Рис. 1. Технологическая схема обработки шин.

№ п. п.	Операции	Оснащение		Примечание
		Механизм	Приспособления	
1	Приемка Правка	Валцы	Стол-накопитель	При отсутствии валцьев — выверочная балка и простейшие приспособления
2			Выверочная линейка	
3	Разметка	Пресс	Стол с встроенной линейкой	Для шин больше 100 × 10 мм — маятниковая пила
4	Резка		Штам	
5	Подготовка контактных соединений разметка продавливание отверстий зачистка покрытие вазелином	Пресс	Кондуктор, пуансоны и матрицы	Возможно применение диска с кардолентой
6			Шлифовальный станок	
		7	Шиногиб	Шаблоны, штамп для „уток“, приспособление для „штопора“
8	Гнутье	Краскопульт	Стол-накопитель	Производится в сборочном отделении
9	Маркировка			
	Сборка в блоки			
	Окраска			

вания прессы типа УПП (заводов Главэлектромонтажа) проверено на практике.

Для удобства разметки соответствующий стол-накопитель снабжен встроенной линейкой с делениями и передвижными упорами, которые позволяют при разметке шин одинаковых размеров избегать повторных измерений.

Передача шин от одной операции к другой и на промежуточные столы-накопители может осуществляться простейшими роликовыми транспортерами. Учитывая, что производительность применяемых механизмов различна, их количество должно соответствовать объему работ. Так, например, операция зачистки контактов вследствие несовершенства применяемых механизмов отнимает много времени, поэтому количество станков для зачистки должно быть увеличено согласно количеству контактных соединений и трудоемкости работ по зачистке.

Производство работ по ошиновке промышленных методами предвзывает определенные требования к чертежам рабочего проекта ошиновки, которые должны обладать необходимой полнотой, позволяющей изготовить отдельные детали вне объекта монтажа. Для этого на чертежах должна быть дана точная форма отдельных деталей ошиновки и должны быть указаны размеры по длине, величины углов изгиба и расположение этих изгибов, а также форма и размеры контактных соединений.

На основании этих точных чертежей составляется ведомость заготовок (рис. 2), содержащая все данные каждой детали.

В приводимом примере ошиновка состояла из медных шин $220 \times 25 \div 110 \times 25$ мм, расположенных одна над другой, с изоляционными прокладками из асбестоцементных плит между отдельными вертикальными рядами шин. По точным чертежам ошиновки в монтажных мастерских были изготовлены все детали, которые затем собирались в блоки весом от 2 до 6 т (рис. 3). Блоки, доставленные на место монтажа, позволили выполнить весь монтаж в исключительно короткие сроки, поскольку все работы свелись лишь к подъему и к установке готовых блоков ошиновки. Благодаря соблюдению размеров по чертежу монтаж шинных блоков не потребовал никаких переделок или изменений. Затраты по выполнению ошиновки при промышленных методах составили около 25% от затрат при прежних методах.

Принцип блочности является основным методом, характеризующим индустриализацию электромонтажных работ вообще и ошиновочных в частности.

При проектировании блоков и разработке рабочих чертежей должны учитываться строительные допуски и возможность компенсации этих неточностей. Такая компенсация достигается благодаря известным запасам по длине шин в местах сопряжения отдельных блоков ошиновки. Размеры блоков устанавливаются конфигурацией помещения и соображениями транспортировки (длина блоков в пределах 4—6 м). Заготовка ошиновки мощной подстанции, состоящая из 945 м сборных шин и 1 440 м ответвлений (рис. 4),

№ шим по плану	Эскизы шим (показаны в плане)	Раз- берутся Длина шим, мм	Вес шим, кг
1		2333,3	82,3
2		2327	82
3		2333,3	82,3
4		7989,74	282
5		8023,84	283,3
6		6239	220,2
7		7790,09	275
8		6276,4	221,5

Рис. 2. Заготовительная ведомость блока ошиновки электропечи.



Рис. 3. Блок ошиновки электропечи, изготовленный и смонтированный в монтажной мастерской.

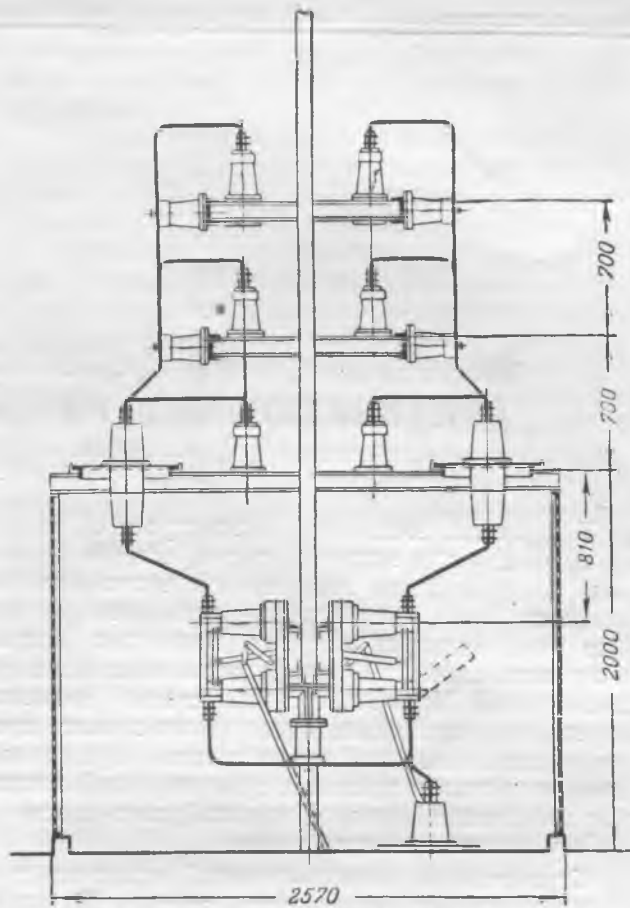


Рис. 4. Ошиновка подстанции (поперечный разрез).

была выполнена в мастерских за 9 дней, а сборка ее на подстанции потребовала 2 дня.

Индустриальные методы монтажа предъявляют повышенные требования к точности строительных работ и строгого соблюдения допусков, предусмотренных техническими условиями на производство строительных работ. Проверка соблюдения допусков и выяснение фактических размеров строительной части объекта должны быть произведены заблаговременно для правильной сборки блоков ошиновки, заготовленных в мастерских.

Приведенные данные по организации и производству ошиновочных работ базируются на монтажном опыте треста «Южэлектромонтаж» и должны рассматриваться как первые попытки разрешения вопроса индустриализации работ по ошиновке. Тем не менее уже в таком виде они дают достаточно материала для дальнейшего развития и совершенствования индустриальных методов монтажа ошиновки и проявления производственной инициативы монтажного персонала в этом направлении.



Экономическая целесообразность строительства дополнительных линий в электрических сетях

Канд. техн. наук Б. И. Розенберг

В практике эксплуатации электросетей нередки случаи, когда нагрузка линии, сечение проводов которой было выбрано по экономической плотности тока, значительно превышает расчетную максимальную нагрузку. Возникает вопрос о строительстве новой линии дополнительно к существующей. Целью настоящей статьи является определение экономически выгодного сечения проводов дополнительной линии, а также предельной плотности тока в проводах существующей линии, при превышении которой целесообразно ввести в работу дополнительную линию.

Строительство дополнительной линии ведет к скачкообразному увеличению затрат. Дополнительные затраты будут экономически целесообразны только в том случае, если они ведут к снижению суммарных ежегодных расходов. Иначе говоря, ежегодная экономия на потерях должна превысить ежегодные отчисления от дополнительных единовременных затрат.

Сооружение новой линии в дополнение к существующей дает ежегодную экономию на потерях

$$a_1 = \frac{3I_{\max}^2 \tau \cdot \beta (r_1 - r_s)}{1000} \text{ руб/год,}$$

где I_{\max}^2 — максимальный ток в существующей линии, а;

τ — продолжительность максимальных потерь, час.;

β — стоимость 1 квтч, руб.;

r_1 — сопротивление провода существующей линии, ом;

r_s — эквивалентное сопротивление обеих цепей, ом.

$$r_s = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2};$$

здесь r_2 — сопротивление провода дополнительной линии.

При выводе выражения для ежегодной экономии в потерях пренебрегаем дополнительными потерями, которые могут иметь место из-за неравенства отношений x и r в существующей и новой линиях.

Обозначая через S_1 , S_2 и S_s сечения проводов

существующей линии, новой линии и их суммарное сечение, можно также написать:

$$r_1 - r_s = \rho l \left(\frac{1}{S_1} - \frac{1}{S_s} \right). \quad (1)$$

Ежегодные отчисления от дополнительных единовременных затрат, связанных с сооружением новой линии, определяются выражением

$$b_1 = \frac{p}{100} (fS_2 + h) l_2 + \frac{p_1}{100} B_{я} \text{ руб.,}$$

где p — ежегодные процентные отчисления от стоимости линии;

fS_2 — составляющая стоимости 1 км линии, зависящая от сечения провода, руб./км;

h — составляющая стоимости 1 км линий, не зависящая от сечения провода, руб./км;

l_2 — длина линии, км;

p_1 — ежегодные процентные отчисления от стоимости ячеек;

$B_{я}$ — стоимость ячеек с обеих сторон новой линии, руб.

Для того чтобы сооружение дополнительной линии было экономически выгодным, разность величин b_1 и a_1 должна быть отрицательной величиной, т. е.

$$c_1 = b_1 - a_1 = \frac{pl_2}{100} (fS_2 + h) + \frac{p_1}{100} B_{я} - \frac{3I_{\max}^2 \tau \cdot \beta}{1000} (r_1 - r_s) < 0. \quad (2)$$

Соблюдение неравенства (2) и является тем общим условием, при котором будет экономически оправдано сооружение новой линии дополнительно к уже существующей.

Для нахождения наиболее выгодного сечения S_2 дополнительной линии приравняем производную $\frac{dc_1}{dS_2}$ нулю, подставив предварительно в выражение (2) вместо $(r_1 - r_s)$ значение из равенства (1).

Решение полученного равенства дает:

$$\frac{I_{\max}}{S_s} = \sqrt{\frac{10pf}{3r\beta\rho}} = j_{\text{э}}, \quad (3)$$

т. е. известное выражение для экономической плотности тока.

Равенство (3) позволяет сделать вывод, что наимыгоднейшее сечение проводов дополнительной линии должно быть таково, чтобы в сумме с сечением проводов существующей линии оно равнялось экономическому.

Перейдем к решению второго вопроса, непосредственно нас интересующего: при какой плотности тока в существующей линии целесообразно ввести в работу дополнительную линию. Обозначим эту плотность

$$\frac{I_{\max}}{S_1} = j_{\text{эп}} \quad (4)$$

и назовем ее предельно экономической плотностью тока.

С учетом равенств (1) и (4) уравнение (2) примет следующий вид:

$$j_{\text{эп}}^2 - 2j_a j_{\text{эп}} + j_a^2 - j_a^2 \frac{h}{fS_1} - j_a^2 \frac{p_1 B_{\text{к}}}{p f S_1 l} = 0,$$

откуда

$$j_{\text{эп}} = j_a + j_a \sqrt{\frac{hl + \frac{p_1}{p} B_{\text{к}}}{fS_1 l}} \quad (5)$$

или при данных линиях, когда имеется возможность пренебречь стоимостью ячеек по сравнению со стоимостью линий,

$$j_{\text{эп}} = j_a + j_a \sqrt{\frac{h}{fS_1}} \quad (6)$$

Таким образом, получаем весьма простое выражение для $j_{\text{эп}}$, пользуясь которым можно установить отношение $j_{\text{эп}}$ к j_a для различного рода линий.

Ниже в качестве иллюстрации приведены полученные в Ленинградском отделении Теплоэлектротехники¹ отношения $j_{\text{эп}}$ к j_a для одиночных линий с проводом 150 мм²:

	h/l	$j_{\text{эп}}/j_a$
Воздушные линии с медными проводниками	110	1,8
Воздушные линии с алюминиевыми проводниками	250	2,3
Кабели 6—10 кв	40	1,5
Кабели 35 кв	150	2,0

Приведенные цифры должны рассматриваться как минимальные, так как расчет производился для провода с относительно большим сечением и без учета стоимости ячеек; вместе с тем уже и они показывают, что строительство дополнительных линий оправдывается только при плотностях тока, значительно превышающих экономические. Для коротких линий, где стоимость ячеек играет существенную роль, и для линий с относительно небольшим сечением провода отношение $j_{\text{эп}}$ к j_a будет еще больше.

¹ Инженерами Н. Г. Быковым и А. Н. Зейлигером.

Меньшие значения этого отношения получаются только тогда, когда стоит вопрос о подвеске второй цепи на уже сооруженных двухцепных опорах.

Наличие установленных опор резко сокращает величину h , вследствие чего предельно экономическая плотность тока приближается к экономической.

Выражения (5) и (6) могут быть распространены и на случаи большего числа линий, а также и на случаи, когда r_1 представляет не сопротивление одной существующей линии, а эквивалентное сопротивление сети, могущей состоять из нескольких линий различной длины и с различными удельными сопротивлениями, а также на случай, когда линия должна замкнуть кольцевую сеть.

Так, в частности, для определения предельной плотности тока, при которой становится экономически выгодным переход от n параллельных линий, одинаковой длины и выполненных из провода одного сечения, — к $n + 1$ линий (при предположениях, оговоренных ранее), выражения (5) и (6) приобретают следующий вид:

$$j_{\text{эп}} = j_a + j_a \sqrt{\frac{hl + \frac{p_1}{p} B_{\text{к}}}{fnS_1 l}} \quad (7)$$

и соответственно при длинных линиях

$$j_{\text{эп}} = j_a + j_a \sqrt{\frac{h}{fnS_1}} \quad (8)$$

После того как возникают условия, оправдывающие строительство второй цепи, плотность тока снижается до экономической, т. е. выбор сечения проводов новой линии следует производить таким образом, чтобы сумма сечений существующей и дополнительной линий была равна S_3 .

Выводы

1. Выбор сечения проводов должен производиться по экономическим плотностям тока во всех тех случаях, когда применение этих плотностей тока не приводит к увеличению числа цепей сверх минимально необходимого по условиям резервирования. Когда указанное условие не соблюдается, следует исходить из того, что строительство дополнительных линий экономически оправдывается только в том случае, если плотности тока в основных сооружаемых или существующих цепях превосходят так называемые «предельно экономические».

2. Предельно экономические плотности тока значительно выше экономических, причем они тем больше, чем меньше длина линий и чем меньше суммарное сечение проводов уже существующих цепей. Для протяженных воздушных линий можно в первом приближении принять отношение $j_{\text{эп}}/j_a = 2 \div 2,5$ — при решении вопроса о целесообразности перехода от одной цепи к двум и $j_{\text{эп}}/j_a = 1,5 \div 2$ — при решении о переходе от двух цепей к трем.



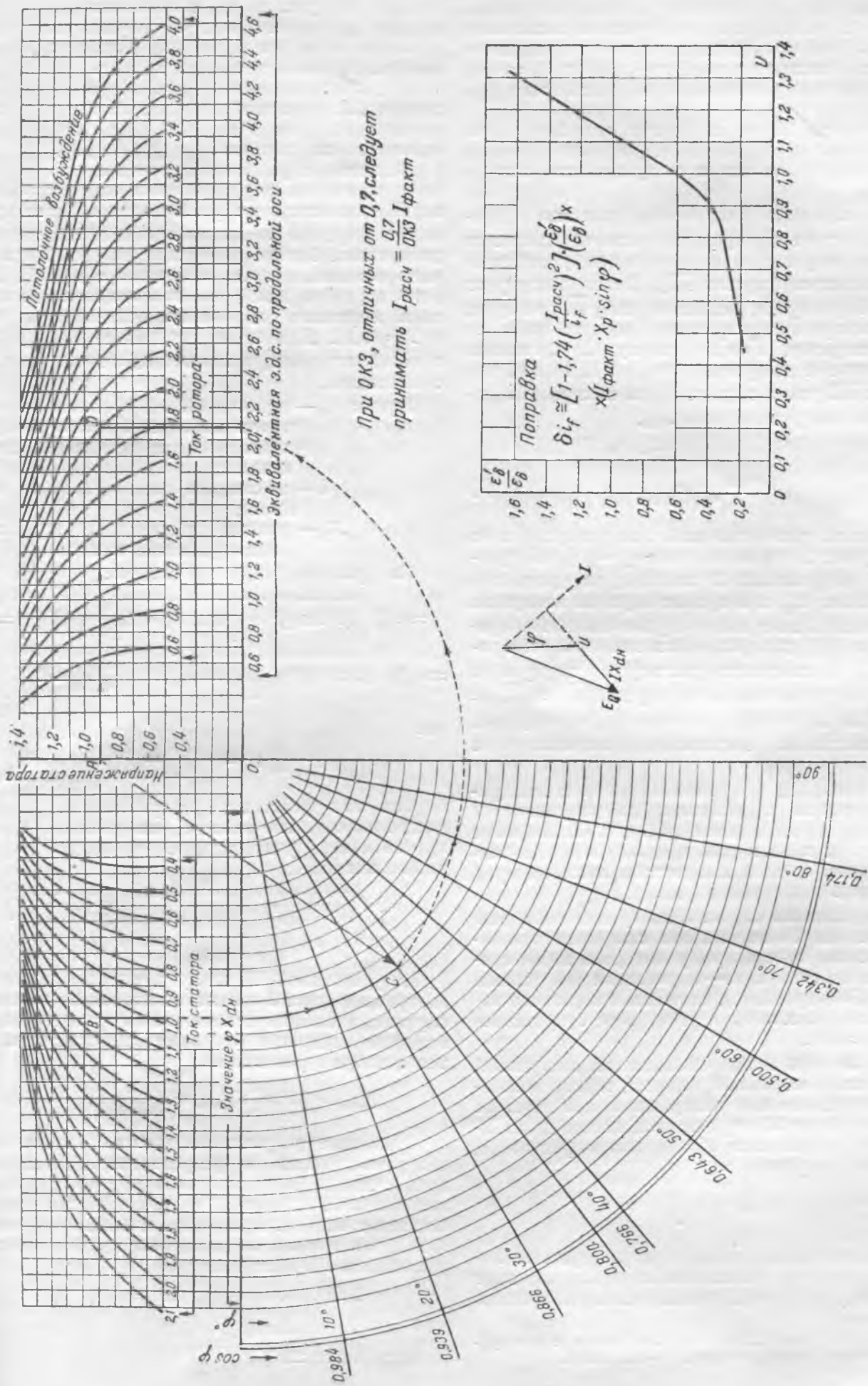


Рис. 3.

Задаваясь различными значениями токов статора и считая, что относительное насыщение определяется напряжением U , в левом верхнем квадранте построено семейство кривых $\Delta U = f(U)$ для различных возможных значений тока статора.

В нижнем левом квадранте проведены лучи под углами к оси абсцисс, равными фазовым углам между током и напряжением статора (углы φ).

При заданных напряжениях машины (отрезок \overline{OA}) и токе статора графически определяется падение напряжения в синхронном реактивном сопротивлении (отрезок \overline{AB}). Делая засечку из точки O радиусом, равным отрезку \overline{AB} , на луче, соответствующем углу φ , при котором работает турбогенератор, находим точку C . Сравнивая построение с диаграммой на рис. 1, видим, что отрезок \overline{AC} равен э. д. с. E_Q за синхронным реактивным сопротивлением $X_{дн}$.

Из равенств (4) и (5) следует, что

$$E_Q = \frac{i_f}{\varepsilon_0} \approx \frac{i_f}{f(U)}. \quad (7)$$

Задаваясь рядом значений тока ротора i_f и по графику рис. 2 находя значения $\varepsilon_0 = f(U)$ для различных напряжений U машины, по уравнению (7) находим E_Q и в правом верхнем квадранте предлагаемой диаграммы строим семейство кривых $E_Q = f(U)$ для различных значений тока ротора i_f . Откладывая раствором циркуля в правом верхнем квадранте отрезок $\overline{AB_1} = \overline{AC} = \overline{E_Q}$, по нанесенным в этом квадранте кривым непосредственно отсчитываем значение тока ротора.

Как известно, при заданной частоте электрический режим турбогенератора определяется четырьмя параметрами U , i_f , φ , I . Зная любые три из них и пользуясь предлагаемой диаграммой, можно с помощью одного лишь циркуля определить четвертый параметр.

Изображенная на рис. 3 диаграмма построена для частоты 50 пер/сек для синхронного неявнополюсного генератора, у которого характеристика холостого хода — нормальная (по данным завода „Электросила“); отношение короткого замыкания о. к. з. = 0,7 и реактивное сопротивление $X_p = 0,11$.

Так же как и при пользовании диаграммой Потье или диаграммой Оргрэс³, можно пользоваться предлагаемой диаграммой при частоте f' , отличной от 50 пер/сек, если вместо действительного напряжения U принимать фиктивное, расчетное напряжение

$$U' = U \cdot \frac{50}{f} \quad (8)$$

Незначительные отличия характеристик холостого хода (в относительных единицах) друг от друга у различных машин позволяют считать

³ Оргрэс, Расчет электрического режима работы турбогенераторов, Госэнергоиздат, М.—Л., 1945 г.

график на рис. 2 и, следовательно, кривые в правом верхнем квадранте универсальными пригодными практически для всех синхронных машин. Практическая идентичность характеристик холостого хода у генераторов серии Т2 завода „Электросила“ подтверждается как данными завода, так и данными эксплуатационных испытаний на станциях.

Машинам с различными отношениями короткого замыкания и реактивными сопротивлениями X_p соответствуют различные семейства кривых в верхнем левом квадранте предлагаемой диаграммы. Однако диаграмма на рис. 3 может быть использована без изменений и в части левого верхнего квадранта для машин с отношением короткого замыкания, отличным от 0,7 и $X_p \neq 0,11$. Для этого необходимо произвести простой пересчет, вытекающий из следующих соображений.

Пусть: k_0 — переводной коэффициент между током статора и током ротора, принятый при построении диаграммы;

k — то же для рассматриваемой машины;

X_p — реактивное сопротивление Потье рассматриваемой машины.

Из уравнений (4) и (2) следует:

$$\begin{aligned} i_f &= \varepsilon_0 \sqrt{(U \cos \varphi)^2 + \left[U \sin \varphi + I \left(\frac{k}{\varepsilon_0} + X_p \right) \right]^2} = \\ &= \varepsilon_0 \sqrt{(U \cos \varphi)^2 + \left[U \sin \varphi + I \left(\beta \cdot \frac{k_0}{\varepsilon_0} + a \cdot 0,11 \right) \right]^2}, \end{aligned} \quad (9)$$

где

$$\beta = \frac{k}{k_0}; \quad a = \frac{X_p}{X_{p0}} = \frac{X_p}{0,11}.$$

Так как реактивное сопротивление Потье всегда значительно меньше, чем реактивное сопротивление, учитывающее реакцию якоря, можно написать:

$$i_f \approx \varepsilon_0 \sqrt{(U \cos \varphi)^2 + \left[U \sin \varphi + I \beta \left(\frac{k_0}{\varepsilon_0} + 0,11 \right) \right]^2}. \quad (10)$$

Из уравнения (10) следует, что приблизительно диаграммой рис. 3 можно пользоваться во всех случаях, оставляя без изменений кривые левого верхнего квадранта и заменяя действительный ток статора I расчетным.

$$I_{расч} = \beta I = \frac{k}{k_0} I_{факт} \approx \frac{0,7}{О.К.З.} I; \quad (11)$$

Сравнение результатов точного расчета по диаграмме Потье и результатов применения предлагаемой диаграммы показало, что как для машины с $О.К.З. = 0,7$ и $X_p = 0,11$, так и для машины с $О.К.З.$ и реактивным сопротивлением Потье отличными от указанных выше величин, расхождение в интервале

$$U = 0,5 \div 1,4 U_{ном}; \quad \cos \varphi = 0 \div 1,0;$$

$$I = (0,5 \div 1,3) I_{ном}$$

не превышает $\pm 5\%$.

При пользовании диаграммой для токов больших, чем $1,3 I_{ном}$, погрешность увеличивается за счет растущей (особенно при напряжениях, больших $0,8 U_{ном}$) разницы между U и E_δ . Для таких режимов при необходимости можно ввести поправку к результатам, полученным из диаграммы. Из уравнения (10) определяется относительная ошибка в определении i_f за счет ошибки в определении ε_δ .

$$\delta i_f = \left\{ 1 - \frac{[U \cdot I_{расч} \cdot \varepsilon_\delta \cdot \sin \varphi + I_{расч}^2 (k_0 + 0,11 \cdot \varepsilon_\delta)] k_0}{i_f^2} \right\} \delta \varepsilon_\delta, \quad (12)$$

где δi_f — относительная ошибка в определении i_f ;
 $\delta \varepsilon_\delta$ — относительная ошибка в определении ε_δ .

Относительная погрешность $\delta \varepsilon_\delta > 0$, так как, оценивая магнитное состояние машины по величине напряжения U , а не по э. д. с. E_δ , мы преуменьшаем значение величины ε_δ .

Подставляя в уравнение (12) значение $k_0 = 1,32$, находим:

$$\begin{aligned} \delta i_f &\leq \left(1 - \frac{I_{расч}^2 \cdot k_0^2}{i_f^2} \right) \delta \varepsilon_\delta = \\ &= \left[1 - 1,74 \left(\frac{I_{расч}}{i_f} \right)^2 \right] \delta \varepsilon_\delta. \end{aligned} \quad (13)$$

Так как $\varepsilon_\delta = f(E_\delta)$, то относительная погрешность

$$\delta \varepsilon_\delta \approx \frac{d\varepsilon_\delta}{dE_\delta} \cdot \Delta E_\delta = \frac{\varepsilon'_\delta}{\varepsilon_\delta} \cdot \Delta E_\delta. \quad (14)$$

Из диаграммы рис. 1 можно получить:

$$\Delta E_\delta = E_\delta - U = I_{факт} \cdot X_p \sin \varphi. \quad (15)$$

Таким образом, для режимов, встречающихся в расчетной практике ($\varphi > 0$ индуктивная нагрузка), из (13), (14) и (15):

$$\delta i_f \leq \left[1 - 1,74 \left(\frac{I_{расч}}{i_f} \right)^2 \right] \frac{\varepsilon'_\delta}{\varepsilon_\delta} \cdot X_p \cdot I_{факт} \cdot \sin \varphi. \quad (16)$$

Отношение $\frac{\varepsilon'_\delta}{\varepsilon_\delta}$ определяется величиной E_δ .

Если считать, что $\frac{\varepsilon'_\delta}{\varepsilon_\delta} = f(U)$ и тем самым значения этого отношения несколько преуменьшенными, то можно принять:

$$\delta i_f \approx \left[1 - 1,74 \left(\frac{I_{расч}}{i_f} \right)^2 \right] \left(\frac{\varepsilon'_\delta}{\varepsilon_\delta} \right) I_{факт} \cdot X_p \sin \varphi. \quad (17)$$

В нижнем правом квадранте диаграммы (рис. 3) построена вспомогательная кривая $\left(\frac{\varepsilon'_\delta}{\varepsilon_\delta} \right) = f(U)$, с помощью которой по уравнению (17) легко определить погрешность, даваемую диаграммой в определении тока возбуждения турбогенератора.

При построении вспомогательной кривой значение производной ε'_δ находилось графически из рис. 2.

Считая, что магнитное состояние машины определяется напряжением U , а не э. д. с. E_δ , в области больших токов из диаграммы получается преуменьшение значения тока возбуждения i_f . Поэтому поправку (17) надо прибавлять, если определяется i_f при заданных U, φ, I .

Соответственно при определении, например, угла φ , когда заданы U, i_f, I , следует предварительно определить из диаграммы угол φ , вычислить по уравнению (17) поправку к значению i_f и получить окончательное значение угла φ из диаграммы по тем же значениям U, I и по уменьшенному на величину поправки току i_f .

В пределах значений U, I, φ, i_f , приведенных на диаграмме для режимов $I > 1,3$, ошибка не превышает 10%. В большом числе случаев этой точности вполне достаточно. При использовании уравнения (17) ошибка во всех случаях не превышает $\pm 5\%$.

Таким образом, предлагаемая диаграмма отвечает требованиям универсальности, простоты построения и точности расчета.

□ □ □

Эксплуатация вводов масляных выключателей

Инж. А. К. Горстка и инж. Г. И. Лысаковский

В настоящей статье изложены вопросы эксплуатации вводов масляных выключателей 35 и 110 кВ главным образом следующих двух типов:

1. «Конденсаторно-мастичных», т. е. имеющих в качестве основной изоляции конденсаторную бумажно-бакелитовую основу с надетой на нее фарфоровой крышкой (наружная часть); полость между фарфором и бакелитом залита мастикой.

2. «Мастичных», т. е. имеющих в качестве основной изоляции мастику. На токоведущий стержень таких вводов накладывается неконденсаторная бумажно-бакелитовая или лакотканевая навивка толщиной ~ 5—8 мм; имеются две фарфоровые крышки, армированные на чугунном фланце; полость между бакелитом и фарфором залита мастикой. Для вводов 110 кВ иногда применяется барьер в виде бакелитового цилиндра.

Повреждаемость вводов

В первые послевоенные годы количество повреждений вводов масляных выключателей 35 и 110 кВ обоих типов было весьма велико. Основными причинами этого являлись: 1) дефекты уплотнения и заливки вводов выключателей ВМ-35-Н, главным образом поставки завода Уралэлектроаппарат; 2) старение с течением времени изоляционных элементов вводов, проработавших длительный период — 15—20 лет; 3) неполноценность методов профилактических испытаний.

Количество аварий из-за повреждений вводов:

	Всего	В том числе из-за плохой мастики и неудовлетворительной герметизации
1946 г.	10	7
1947 г.	4	3
1948 г.	4	1
1949 г.	4	1

Реконструкция вводов масляных выключателей

Большое количество повреждений вводов масляных выключателей как первого, так и второго типа заставило провести большие работы по их реконструкции. Было реконструировано: в 1947 г. — 1 050 вводов (из них 67 мастиконаполненных вводов выключателей ВМ-25 переделаны на масляное заполнение); в 1948 г. — 628 вводов (из них переделаны на масляное заполнение 156). Реконструкция вводов заключалась в следующем:

1. Перезаливка доброкачественной мастикой марки Э-3 с температурой каплепадения порядка 55—60° С по Уббелюде или в отдельных случаях прогрев ввода до полного разжижения мастики, обеспечивающего однородность мастичного заполнения (время отстоя в нагретом состоянии было доведено до 10—15 час., а в отдельных случаях — до 20 час., что обеспечило выход из толщи мастики воздуха, захваченного струей массы при ее заливке во ввод).

2. Просушка и проверка (измерение $\text{tg } \delta$) бумажно-бакелитовой основы конденсаторных вводов из бумажно-бакелитовой наливки на токоведущем стержне неконденсаторных вводов.

3. Создание герметизации под верхним колпачком путем применения надежного клинового уплотнения, аналогичного применяемому ныне заводом Уралэлектроаппарат.

4. Реконструкция в опытном порядке вводов старого типа для выключателей ВМ-25, заключающаяся в замене мастичного заполнения масляным. Эти вводы имеют токоведущий стержень с неконденсаторной бумажно-бакелитовой навивкой; они выполнены с двумя смонтированными на фланце фарфоровыми крышками. Реконструкция заключалась в удлинении штыря; устройстве конденсатора со смотровым окном, надлежащих уплотнений и в замене мастики маслом.

Данный вариант реконструкции имеет свои положительные стороны, как то: а) эксплуатационная надежность и удобство надзора за заполнителем; б) простота замены заполнителя и отдельных элементов ввода. Недостатками их являются: а) сложность уплотнения, необходимого для предупреждения течи масла; б) необходимость дополнительных элементов (конденсатор, смотровое окно и т. п.).

Стоимость (по данным наших предприятий) масляного заполнения 350 руб., мастичного заполнения 200 руб.

О профилактических испытаниях вводов в эксплуатации

Существующие методы профилактических испытаний высоковольтных вводов (измерение угла диэлектрических потерь, испытание повышенным напряжением промышленной частоты) позволили свести аварийность вводов к небольшому числу повреждений: однако они сложны, требуют отключения оборудования и, как известно, все же недостаточно эффективны. Кроме того, относи-

Повреждения изоляции линий 220 кв при грозовых перекрытиях

Инж. П. А. Юриков

Как известно, при несовершенной противогрозовой защите количество отключений от грозовых разрядов достигает: линий электропередачи 35÷110 кв — 40—50%, а линий электропередачи 220 кв — 70 ÷ 80% от общего количества отключений. Поэтому борьба с грозовыми отключениями линий электропередачи является задачей первостепенной важности.

Радикальным средством защиты линий электропередачи от грозовых поражений является трос, подвешиваемый над проводами. Однако в настоящее время в энергосистемах имеется большое количество линий, на которых трос отсутствует и подвесить его не позволяет конструкция опор; они эксплуатируются без тросов и при грозах часто отключаются.

Эффективным средством борьбы с перерывами в электроснабжении при грозовых отключениях этих линий является автоматическое повторное включение¹.

С введением быстродействующих релейных защит на линиях электропередачи в преобладающем большинстве случаев повреждения изоляторов ограничиваются слабыми следами ожогов на глазури, покрывающей фарфор, реже — слетом глазури с поверхности фарфора и не препятствуют обратному включению линии в работу. Это обстоятельство указывает на то, что повреждение изолятора вызывается дугой рабочей частоты, а не токами молнии.

Размеры повреждений изоляторов в этих случаях настолько незначительны, что, естественно, возникает вопрос об оставлении перекрытых и частично обожженных мощной дугой изоляторов на линии для дальнейшей эксплуатации. С целью определения этой возможности и было произведено обследование изоляторов во Всесоюзном электротехническом институте им. В. И. Ленина², результаты которого обработаны в настоящей статье.

Обследованию подверглись изоляторы П-4,5 и П-7, перекрытые на линии электропередачи 220 кв в грозовых сезонах 1947—1948 гг.

Линия электропередачи длиной 112 км без троса сооружена на металлических опорах пор-

тального типа. На анкерных опорах — в гирлянде 13 изоляторов П-7 и на промежуточных опорах — 14 изоляторов П-4,5 (временно из-за отсутствия этих изоляторов частично на промежуточных опорах было установлено 10 изоляторов П-7 в гирлянде).

Гирлянды снабжены типовой защитной арматурой Армсети: на анкерных опорах два полукольца сверху изоляторов; на промежуточных — гирлянды со стороны траверсы имеют рога, а со стороны провода — защитные кольца «восьмерки».

Величина установившегося однофазного тока короткого замыкания с одного конца линии 7 100 а, с другого конца — 4 740 а; время горения дуги 0,2—0,3 сек.

В программу испытаний входило:

1) осмотр изоляторов и оценка размеров повреждений, произведенных мощной дугой;

2) определение вольт-секундных характеристик подвесных гирлянд из обожженных изоляторов П-4,5 и П-7 и для сравнения — гирлянд с исправными изоляторами;

3) определение мокроразрядных характеристик гирлянд из 10 изоляторов П-7 и из 14 изоляторов П-4,5 с исправными и обожженными изоляторами;

4) электромеханические испытания обожженных изоляторов.

Измерение сухоразрядного напряжения было исключено из программы испытаний в связи с тем, что оно не является определяющим для характеристики изоляции линии.

Наружный осмотр и обмер повреждений

В перекрытых гирляндах изоляторов не все элементы имели повреждения. Число неповрежденных изоляторов колеблется от одного до пяти и общее количество их достигает 23%.

Распределение неповрежденных изоляторов в гирлянде носит неопределенный характер; они встречаются как в середине, так и по краям гирлянды. Это указывает на неудовлетворительную работу типовой защитной арматуры линий 220 кв.

Дефектные изоляторы имели по одному или по несколько отдельных повреждений на одном элементе. Распределение изоляторов по количеству повреждений приведено в табл. 1.

¹ П. А. Юриков, Автоматическое повторное включение — основное средство борьбы с грозовыми авариями на линиях электропередачи с низким «защитным уровнем», «Электрические станции», № 4, 1951.

² Под руководством канд. техн. наук В. К. Кожухова.

Таблица 1

Тип изоляторов	Количество осмотренных изоляторов	Количество изоляторов без повреждений	Количество изоляторов с числом повреждений на одном изоляторе							
			1	2	3	4	5	6	7	8
П-4,5 . .	108	33	27	27	12	6	3	—	—	—
П-7 . . .	60	6	22	15	8	4	3	—	1	1
%	100	23	29	25	12	6	4	—	0,5	0,5

Как видно из таблицы, 54% изоляторов имеют по одному и по два повреждения. Изоляторов, имеющих по 7—8 повреждений, всего 1%.

О характере этих повреждений можно судить по их размерам и в первую очередь по длине повреждения вдоль направления пути разряда. Распределение изоляторов типа П-4,5 по степени и размерам повреждений приведены в табл. 2.

Из табл. 2 видно, что 66% всех повреждений ограничиваются только изменением цвета глазури, т. е. повреждения изоляторов относятся к разряду легких. Незначительные отколы ребер и краев тарелок произошли скорее от небрежности при транспортировке, а не от воздействия мощной дуги.

Число повреждений на верхней поверхности примерно равно числу повреждений на нижней поверхности; размеры повреждений на верхней поверхности значительно большие, чем на нижней поверхности изоляторов.

У изоляторов типа П-7 33% всех повреждений ограничиваются изменением цвета глазури; 46% — небольшими разрушениями глазури и 21% изоляторов имеют небольшие отколы ребер и краев тарелок. На рис. 1 показаны изоляторы с наибольшими повреждениями.

Импульсная прочность поврежденных изоляторов

Испытаниям на импульсную прочность подверглись по две гирлянды из обожженных изоляторов типа П-4,5 и П-7 и по одной гирлянде из исправных изоляторов обоих типов.

Испытания велись на импульсном генераторе с номинальным напряжением 3,1 мв, с емкостью в ударе около 3600 нф, стандартной волной 1,5/40 мксек обеих полярностей. Разрядные напряжения приведены к стандартным атмосферным условиям (температура воздуха 20° С, влажность 11 г/м³, давление 760 мм рт. ст.).

На рис. 2 приведены вольтсекундные характеристики гирлянд без защитной арматуры из 14 обожженных изоляторов типа П-4,5 (кривая 1); на этом же рисунке приводится для сравнения аналогичная характеристика для такой же гирлянды с исправными изоляторами (кривая 2). Различия в характеристиках незначительно и лежит в пределах естественного разброса в испытаниях. Какого-либо снижения импульсных разрядных напряжений у обожженных изоляторов отметить не удалось.

На рис. 3 даны вольтсекундные характеристики для тех же гирлянд при наличии защитной арматуры. Как видно из кривых, и в этом случае различия между исправными и обожженными изо-

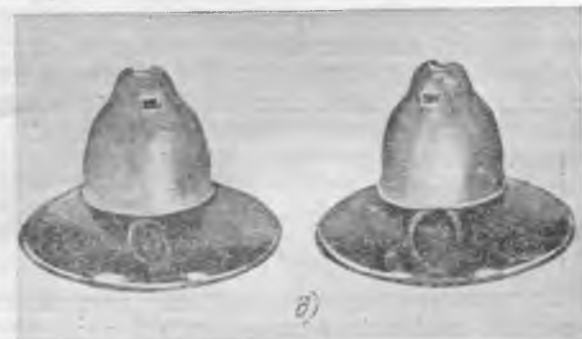
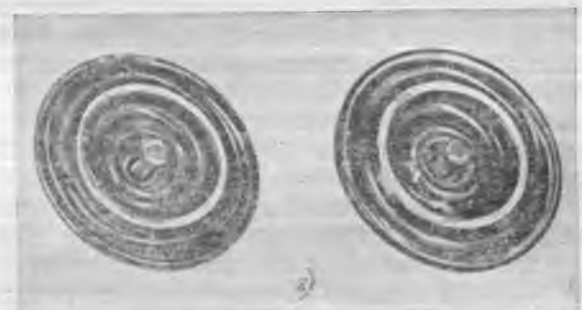
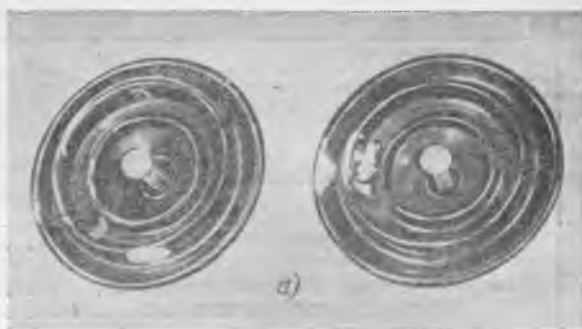


Рис. 1. Изоляторы с наибольшими повреждениями. а — ожоги на нижней части тарелки изоляторов П-7; б — ожоги на верхней части тарелки изоляторов П-4,5 и П-7; в — ожоги на верхней части тарелки изоляторов П-4, 5; г — ожоги на нижней части тарелки изоляторов П-4,5; д — ожоги на верхней части тарелки изоляторов П-7.

Длина повреждения вдоль пути разряда, см	Место повреждения	Характер повреждений					Итого повреждений	
		Слабо изменен цвет глазури	Сильно изменен цвет глазури	Частично слетела глазурь	Полностью слетела глазурь	Отколы ребер на нижней поверхности	Количество, шт.	%
До 5	На верхней поверхности	18	3	3	6	—	30	19
	На нижней поверхности	24	27	—	—	6	57	36
От 5 до 10	На верхней поверхности	—	9	24	9	—	42	27
	На нижней поверхности	—	12	3	—	3	18	12
От 10 до 15	На верхней поверхности	—	6	—	—	—	6	4
	На нижней поверхности	—	3	—	—	—	3	2
Всего повреждений		42	60	30	15	9	156	100
		27	39	19	10	5	100	—

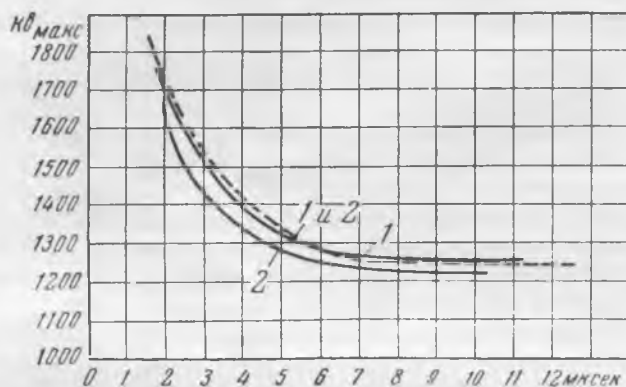


Рис. 2. Вольт-секундные характеристики гирлянд из 14 изоляторов типа П-4,5 без защитной арматуры. Пунктирная кривая — отрицательная полярность. 1 — обожженные изоляторы; 2 — исправные изоляторы.

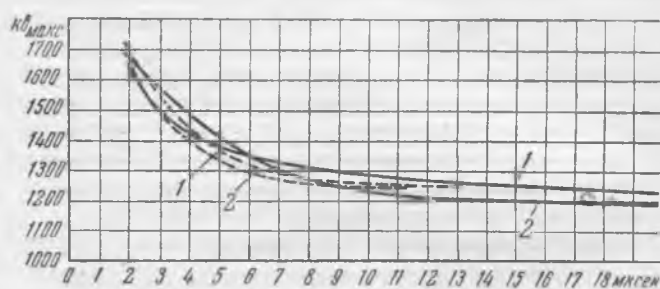


Рис. 3. Вольт-секундные характеристики гирлянд из 14 изоляторов типа П-4,5 с защитной арматурой. Пунктирная кривая — отрицательная полярность. 1 — обожженные изоляторы; 2 — исправные изоляторы.

ляторами также невелико, причем отдельные точки вольтсекундных характеристик у обожженных изоляторов лежат даже выше, чем у исправных. Однако эта разница также лежит в пределах разброса.

Аналогичные результаты получились для гирлянд, составленных из 10 изоляторов типа П-7 (обожженных и исправных как без защитной арматуры, так и с защитной арматурой). При наличии защитной арматуры характеристики у обожженных и исправных изоляторов совпадают.

Результаты испытаний показали, что типовая защитная арматура линий 220 кВ не предохраняет изоляторы от возникновения каскадного разряда. При отрицательной полярности каскадный разряд возникает особенно часто и на гирляндах, составленных из 14 изоляторов типа П-4,5; во всех случаях разряд идет по изоляторам. Это обстоятельство было замечено и в эксплуатации данной арматуры³.

Мокроразрядные характеристики гирлянд

Как известно, мокроразрядное напряжение изоляторов является весьма важной характеристикой, которая определяет поведение изоляции

³ В. А. Вершков и П. А. Юриков, Некоторые вопросы грозозащиты линий электропередачи 220 кВ, «Электрические станции», № 6, 1949.

при коммутационных перенапряжениях при дожде. Были измерены мокроразрядные напряжения шести гирлянд изоляторов с защитной арматурой. Результаты испытаний приводятся в табл. 3.

Таблица 3

Число элементов в гирлянде	Состояние изоляторов	Разрядное напряжение, кВэфф	Разрядное напряжение, приведенное к нормальной проводимости дождя, кВэфф
Изоляторы типа П-4,5			
14	Исправные	432	520
	Обожженные	454	544
	То же	396	475
Изоляторы типа П-7			
10	Исправные	395	474
	Обожженные	404	485
	То же	361	434*

Испытания проводились по ГОСТ 1516-42, т. е. сила дождя 5 мм в 1 мин., угол падения дождя 45°, полное приведенное сопротивление испытательной цепи около 500 тыс. ом при воде с проводимостью 195 мксим при 20° С. Для пересчета разрядных напряжений на нормальную проводимость дождевой воды принят коэффициент пересчета 1,1.

Как видно из табл. 3, некоторые из гирлянд с обожженными изоляторами имеют даже немного большее разрядное напряжение, чем гирлянды из исправных изоляторов, хотя это увеличение лежит в пределах допустимого разброса при испытаниях.

Для определения степени влияния температуры мощной дуги на механическую прочность изоляторов они были подвергнуты электромеханическим испытаниям гарантированной механической нагрузкой (соответственно 4, 5 и 7 т) с приложением напряжения, по величине близкого к сухоразрядному. Всего электромеханическим испытаниям было подвергнуто 124 обожженных изолятора типа П-4,5 и 85 изоляторов типа П-7.

При часовых электромеханических испытаниях повреждено 6 изоляторов типа П-4,5 и 10 изоляторов типа П-7.

Из 16 изоляторов, не выдержавших часовых электромеханических испытаний, 6 не имеют никаких повреждений; 3 имеют механические повреждения, возможно связанные с транспортировкой; 5 имеют по одному ожогу длиной до 10 см с изменением цвета глазури и 2 — по одному ожогу длиной более 10 см.

Можно предполагать, что снижение электромеханической прочности этих изоляторов не связано с воздействием на них мощной дуги, а имеет своей причиной старение или производственные дефекты, не выявленные при массовых испытаниях изоляторов, либо повреждения были нанесены изоляторам при их транспортировке (отколы ребер).

Полученные результаты сравнительных испытаний гирлянд с обожженными и исправными изоляторами, снятыми с оборудованной быстродействующей защитой линии 220 кв, показывают следующее:

1. Импульсные характеристики обожженных гирлянд мало отличаются от характеристик исправных — разница между ними не превышает допустимой погрешности в измерениях.

2. Мокроразрядные характеристики гирлянд из 14 обожженных изоляторов типа П-4,5 лежат немного ниже исправных изоляторов, но не более чем на 10%. При этом остаются запасы прочности, вполне достаточные для продолжения нормальной эксплуатации линии.

Несколько хуже мокроразрядные характеристики обожженных гирлянд из 10 изоляторов типа П-7, величина которых находится на пределе 434 кв при норме в 430 кв. Поэтому количество изоляторов в гирлянде следует довести до нормы.

3. Результаты электромеханических испытаний обожженных изоляторов, рассмотренные совместно с результатами наружных осмотров, показали, что причины повреждений 16 изоляторов при часовых испытаниях, по видимому, мало связаны с предшествующими их повреждениями от мощной дуги, горевшей на гирлянде.

4. Наличие поверхностных повреждений у изоляторов не связано с обязательным возникновением трещин на фарфоре. Это подтверждается тем, что большинство испытанных изоляторов имеет высокую электромеханическую прочность.

5. Изоляторы с описанными выше сравнительно небольшими повреждениями от воздействия мощной дуги можно оставлять на линии для постоянной работы с установлением за ними усиленного контроля помощью штанги.

Проверка штангой должна быть произведена как непосредственно после перекрытия (желательно после дождя, когда возможные трещины будут заполнены водой), так и в дальнейшем не менее 2—3 раза в год. При весьма больших повреждениях фарфора и очень сильных ожогах, с полным разрушением глазури, изоляторы следует менять.

6. Оставлять в эксплуатации обожженные изоляторы в районах с наличием усиленных загрязнений не рекомендуется, так как загрязнение на поврежденной поверхности удерживаются более устойчиво и вероятность снижения разрядных напряжений у изоляторов с поврежденной глазурью получается большей.

7. Внедрение в эксплуатацию быстродействующих воздушных выключателей и дальнейшее снижение времени горения мощной дуги поведет еще к большему сохранению линейной изоляции при грозных перекрытиях и к повышению успешности работы автоматического повторного включения.

Изоляторы П-4,5

Изоляторы П-7

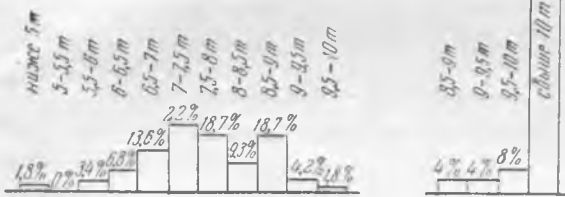


Рис. 4. Распределение изоляторов типов П-4, 5 и П-7 по величине механической разрушающей нагрузки.

После часовых испытаний все оставшиеся изоляторы в количестве 193 подверглись электромеханическим испытаниям приложением электрического напряжения, близкого к сухоразрядному, а также плавным увеличением механической нагрузки до разрушения. Результаты испытаний приведены на рис. 4. Как видно из графиков, механическая прочность изоляторов весьма высока: не выдержали гарантированной прочности всего 1,8% изоляторов типа П-4,5. Изоляторы типа П-7 все выдержали гарантированную нагрузку и разрушение наступало в большинстве случаев не в фарфоре, а в чугунной шапке.



Производство стержневых изоляторов

Инж. В. Х. Штерн

Одним из наиболее трудоемких процессов в изготовлении подвесных изоляторов тарелочного типа, а также опорно-штыревых изоляторов является их формовка. Так как эти изоляторы имеют форму тел вращения, их обычно формуют из тестообразной массы в гипсовых формах металлическими шаблонами на одношпиндельных формовочных станках. Качество указанных изделий и производительность труда при их изготовлении зависят в основном от квалификации и умения формовщиков.

В последние годы для обработки массы в керамической промышленности получили широкое применение вакууммалки, которые «обезвоздушивают» массу и этим в значительной мере улучшают ее качество. Кроме того, обработанной массе при выходе из вакууммалки легко придать цилиндрическую форму.

Это толкнуло конструкторов на путь использования получаемых из вакууммалки сплошных фарфоровых скалок для изготовления изоляторов. Так возникла новая конструкция «стержневых» изоляторов, существенно отличающихся от обычных подвесных (ПЦ-4,5) и опорно-штыревых (РС-2239).

Стержневые изоляторы, изготавливаемые Славянским арматурно-изоляторным заводом, представляют собой сплошной фарфоровый цилиндр с определенным для каждого типа количеством юбок (рис. 1). Форма юбок их проста, однообразна, с небольшими вылетами, что позволяет использовать для формовки специальные станки-полуавтоматы. Длина стержневых изоляторов до-

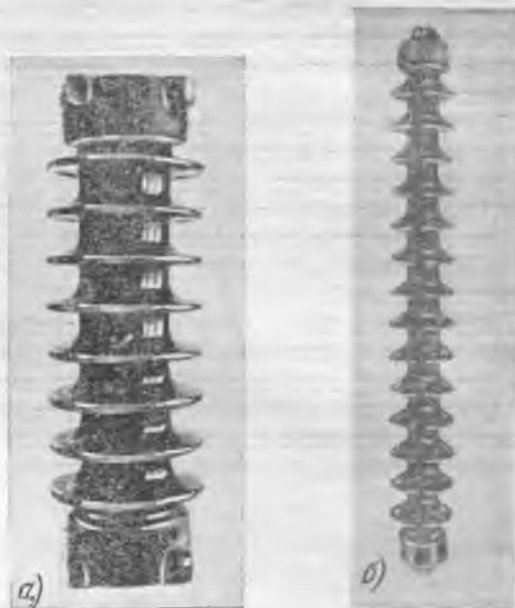


Рис. 1. Стержневые изоляторы Славянского арматурно-изоляторного завода.
а—опорный типа СО-35; б—подвесной типа СП-110.

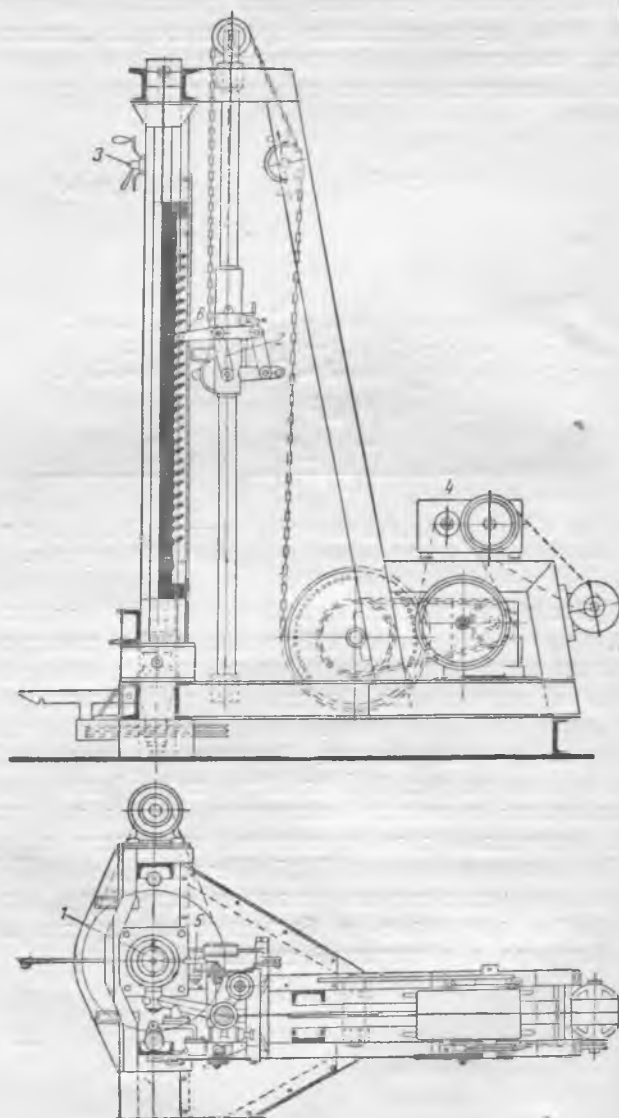


Рис. 2. Копировальный станок для оправки стержневых изоляторов.

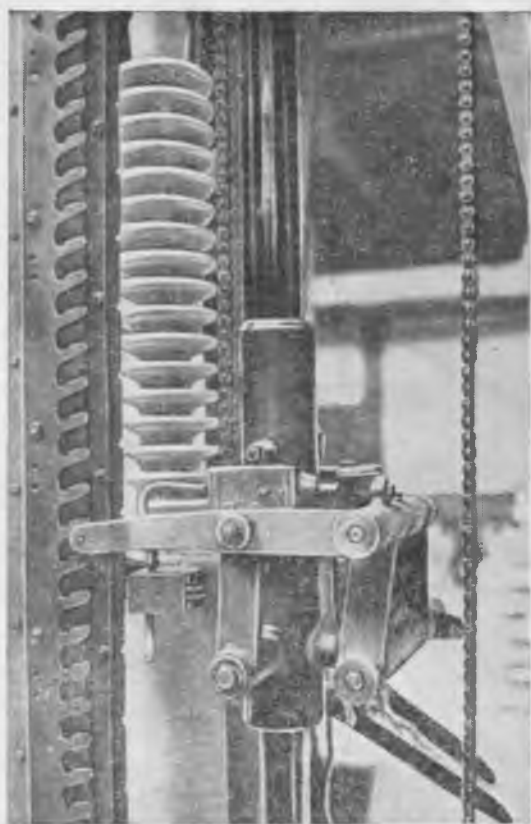


Рис. 3. Ролик супорта, скользящий по копировальной планке.

стигает 1250 мм, диаметр цилиндрической части — 120 мм. В отношении электромеханических характеристик подвесные стержневые изоляторы на 110 кВ (СП-110)* не уступают характеристикам гирлянд из 6 подвесных изоляторов ПЦ-4,5 тарелочного типа.

Стержневые изоляторы изготавливаются из цилиндрических скалок, выходящих из вакууммялки и срезаемых по нужной длине. Необходимый диаметр скалок достигается подбором соответствующего мундштука вакууммялки.

Вакуумированная масса хорошо уплотнена и обладает высокой пластичностью, однако влажность массы скалки при выходе ее из мялки достигает 20—21%. Поэтому скалке дают подсохнуть (подвялиться) естественным путем до влажности 16—17%, что увеличивает ее механическую прочность и делает пригодной для обработки на токарном станке. Так как процесс предварительной сушки скалок длится от 6 до 8 суток, то намечается постройка специально сконструированной высокочастотной сушилки.

Заготовку стержневых изоляторов завод производит путем обточки скалок на специальных вертикальных токарных копировальных станках (рис. 2), состоящих из вертикальной П-образной станины и рамы с двумя электродвигателями, приводящими в движение шпиндель 1 и супорт 2. Перед установкой изоляторов на станок для придания им параллельности торцевые части скалки обрезаются специальным приспособлением. На одну из торцевых сторон насаживается металли-

ческий диск с шипами. Затем скалка с диском поднимается помощью лебедки и устанавливается в вертикальном положении на шпиндель станка. После этого на верхнюю торцевую сторону насаживается второй металлический диск, и скалка закрепляется зажатием диска центром бабки 3, имеющейся в верхней части станины.

Вертикальное перемещение супорта станка осуществляется электродвигателем помощью цепной тяги через редуктор 4, позволяющий регулировать скорость движения супорта.

С верхней частью супорта шарнирно соединены резцедержатель 5 со съёмными резцами с одной стороны и рычаг 6 с роликом — с другой (рис. 3).

При передвижении супорта ролик скользит по копировальной планке и перемещает резец по горизонтали и вертикали в точном соответствии с профилем последней, чем и определяются глубина резания и форма стержневого изолятора, изготавливаемого на станке.

Скорость вращения шпинделя — 140 об/мин; скорость движения супорта по вертикали 0,25 м/мин. Общая мощность установленных электродвигателей 2,6 квт. Производительность станка в смену 40 подвесных стержневых изоляторов типа СП-110 или 70 колонковых изоляторов типа СО-35, заменяющих опорно-штыревые.

Работа на станке проста и не требует особой квалификации.

Окончательная сушка стержневых изоляторов до 1—1,5% влажности производится на специально приспособленных монорельсовых вагонетках в сушилках туннельного типа.

Глазуровка стержневых изоляторов производится обычным способом путем окунания их в жидкую глазурь. Перед глазуровкой изоляторы проверяются контролером ОТК наружным осмотром и промазкой их подкрашенной водой.

Стержневые изоляторы обжигаются в капсулах (рис. 4) или в керамических этажерках (рис. 5), установленных на вагонетках туннельной печи, и во время обжига повисают на верхней утолщенной части изолятора, называемой бомзой, которая в дальнейшем (после обжига) удаляется. Обжиг и охлаждение стержневых изоляторов в туннельной печи и горнах не требует специального режима.

Удаление бомз изоляторов СП-110 производится на режущем станке быстровращающимися абразивными дисками (рис. 6).

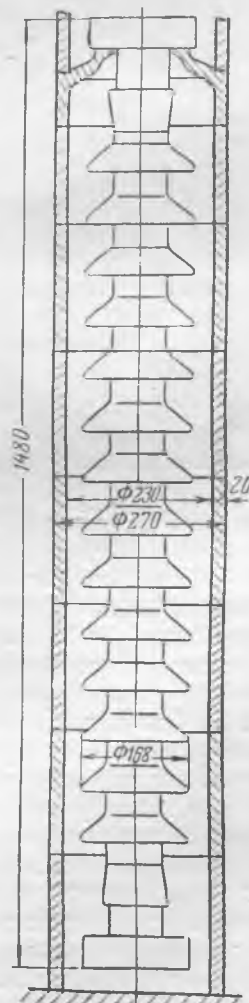


Рис. 4. Обжиг изоляторов СП-110 в капсулах на весу.

* См. „Электрические станции“, № 5, 1949 г., стр. 61.

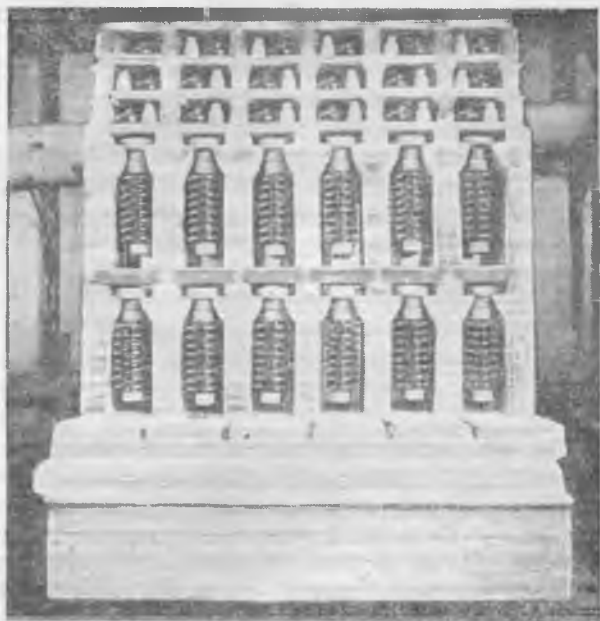


Рис. 5. Обжиг изоляторов СО-35 в керамических этажерках на вагонетках туннельной печи.

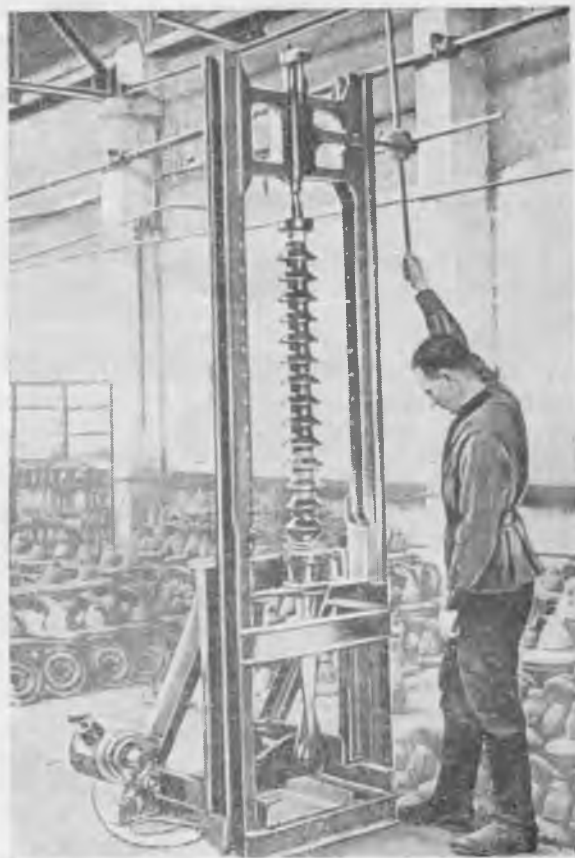


Рис. 7. Армирование изоляторов СП-110 на вибрационном станке.

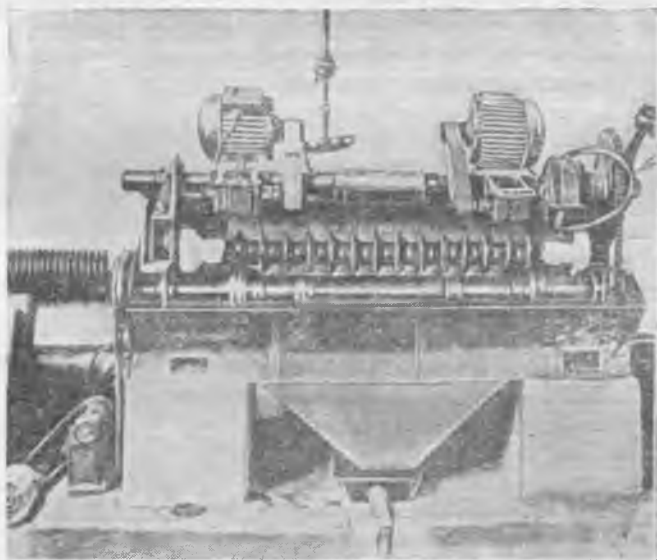


Рис. 6. Станок для резки фарфора.

Место соприкосновения фарфора с диском охлаждается струей воды. После достижения глубины 30—40 мм резка прекращается и бомза отделяется от изолятора легким постукиванием молотком по бомзе. Скорость вращения дисков — 2 900 об/мин, производительность станка — 50 изоляторов в смену.

Торцевые поверхности, до армирования изоляторов, шлифуются на вертикальных шлифовальных станках.

Для компенсации напряжений, появляющихся в фарфоре при температурном расширении металлической арматуры, поверхности фарфора и арматуры в местах соприкосновения с цементом покрываются тонким слоем битума. Кроме того, на верхнюю плоскость фарфоровой голозки накладываются компенсирующие картонные прокладки.

Насадка металлической арматуры и закрепление ее цементным раствором на стержневых изоляторах производится на вибрационном станке (рис. 7), сконструированном для этой цели и делающем около 3 тыс. колебаний в минуту. Это способствует лучшему заполнению цементом всех пустот и удалению воздуха.

Стержневые изоляторы типа СП-110 и СО-35 подвергаются массовым и контрольным испытаниям, при которых все изоляторы СП-110 испытываются на растяжение нагрузкой 5 т, а все изоляторы СО-35 — на изгиб нагрузкой 300 кг.

Каждый изолятор СО-35 испытывается также сухоразрядным напряжением 160 кВ.

Кроме того, определенное количество стержневых изоляторов, как выдержавших массовые испытания, так и взятых из каждой выпускаемой заводом партии, подвергается контрольным (приемочным) испытаниям в объеме, предусмотренном техническими условиями.

Стержневые изоляторы обладают рядом существенных преимуществ в эксплуатации и в производстве. Успешно освоенные и выпускаемые Славянским арматурно-изоляторным заводом изоляторы СО-35 получили за последние годы самое широкое применение. Имеются достаточные основания полагать, что стержневые подвесные изоляторы СП-110 будут также широко использованы, особенно на линиях электропередачи 110 и 220 кВ. В связи с этим заводом принимаются меры к созданию условий, обеспечивающих массовый выпуск стержневых подвесных изоляторов типа СП-110.

Эксплуатация подвесных стержневых изоляторов отечественного производства

Инж. Г. И. Лысаковский и инж. Т. П. Мусатов

На вновь сооруженной линии 110 кВ были установлены подвесные стержневые изоляторы типа СП-110 из опытной партии Славянского арматурно-изоляторного завода Министерства электростанций. Они установлены на 141 промежуточных двухцепных металлических опорах типа «прямой елки» (в работе — одна цепь) с одинарной подвеской (рис. 1) и на 3 опорах с двойной подвеской с общим количеством изоляторов



Рис. 1. Стержневые изоляторы СП-110 на опоре.

441 шт. Линия по всей длине защищена тросом с углом защиты 39°. Изоляторы установлены на опорах, находящихся вне зоны уносов промышленных предприятий. Около 20% подвешенных изоляторов не имеет защитной арматуры.

Работа линии в первом грозовом сезоне сопровождалась одним отключением. Неоднократные тщательные обходы не обнаружили следов повреждения изоляции, и только путем верхового осмотра выявлено перекрытие одного изолятора СП-110, установленного на верхней фазе. Длительность короткого замыкания оценивалась в 3,5 сек., величина симметричной составляющей тока короткого замыкания — порядка 2,5 ка. Несмотря на то, что перекрытый стержневой изолятор защитной арматуры не имел, повреждения его ограничивались весьма незначительными следами оплавлений на верхней и нижней металлической арматуре, оплавлением глазури около арматуры и легким потемнением в нескольких точках (рис. 2).

За время эксплуатации изоляторов СП-110 не наблюдалось ни боя, ни скола их юбок.

В течение двух гололедных сезонов имели место в один день три аварийных отключения

линии из-за схлестывания проводов при сбросе гололеда. Никаких повреждений изоляторов при этом не было.

При осмотре отключенной линии было обнаружено одностороннее гололедное образование в виде изморози, охватывающее $\frac{1}{3}$ окружности провода с гребнем длиной 50 мм, при ширине 30 мм, заключавшее в себе слои чистого льда толщиной 10—12 мм.

Перед подвеской изоляторы были испытаны на поведение при прострелах. Результаты показали, что при поражении фарфора крупной охотничьей дробью изолятор не разрушается.

Изоляторы СП-110 достаточно удобны в монтаже. В транспортировке они менее удобны, так как из-за значительной длины фарфора требуют более тщательной упаковки, чем стандартные подвесные изоляторы.

Конструкция крепления нижнего защитного кольца, выполненного из двух половинок и укрепляемого к подвесной арматуре одним болтом без ограничения вращения, неудачна; с течением времени регулировка искрового промежутка нарушается.



Рис. 2. Поврежденный изолятор СП-110.

Выводы

Анализ результатов эксплуатации изоляторов СП-110 позволяет сделать следующие выводы:

1. Стержневые изоляторы СП-110 дают существенную экономию металла и снижение стоимости (при массовом выпуске) по сравнению с нормальными изоляторами П-45. Применение их позволяет сократить эксплуатационные затраты, так как отпадает необходимость систематической проверки изоляторов.

2. Массовое применение подвесных стержневых изоляторов СП-110 целесообразно для подвесных гирлянд линий 110 кВ.

3. Для участков линий, проходящих в зонах интенсивных отложений уносов промышленных предприятий, необходимо предусмотреть специальный изолятор с увеличенным количеством юбок.

4. Следует освоить и выпустить подвесной стержневой изолятор (в нормальном и усиленном исполнении) для линий 35 кВ.

5. Во всех случаях применения на линии быстродействующих защит можно отказаться от установки защитной арматуры.

Эксплоатация подвесных стержневых изоляторов в Германии

Инж. Е. С. Гройс

К концу 1948 г. в Германии было оборудовано подвесными стержневыми изоляторами свыше 1 300 км линий и находилось в эксплуатации более 32 тыс. таких изоляторов. Наибольшее распространение эти изоляторы получили на линиях 110 кВ, на которых их было подвешено около 27 тыс. шт. на общей длине линий 1 166 км. Подвесными стержневыми изоляторами оборудована также и часть подстанций 110 кВ.

Значительная группа изоляторов находится в эксплуатации уже свыше 6—7 лет (часть до 9 лет), а средний срок их эксплуатации составляет 3,7 года.

Основными поставщиками подвесных стержневых изоляторов являлись заводы Гешо и Розенталь. На рис. 1 дан эскиз унифицированных типов этих изоляторов на напряжения 30, 60 и 110 кВ с указанием их основных технических характеристик. Так называемые «туманостойкие» изоляторы, применяемые в районах с интенсивным загрязнением воздуха, отличаются только количеством юбок, которое для напряжения 110 кВ доходит до 27.

Все изоляторы 110 кВ (за исключением 49 км линий на деревянных опорах), а также часть изоляторов 60 кВ снабжены защитной арматурой, в качестве которой повсеместное распространение получили двойные и четырехкратные рога (рис. 2).

Некоторые линии и подстанции оборудованы защитной арматурой особой конструкции, в форме разрезных колец, со стержнями для фиксации дуги. В некоторых конструкциях эти стержни снабжены трубчатыми металлическими наконечниками со встроенными в них трубчатыми же вкладышами из винидура, что, по данным фирмы, приводит при возникновении дуги к интенсивному газообразованию и дутью, способствующему отбрасыванию дуги от тела изолятора.

Опрос двадцати эксплуатационных организаций, применяющих подвесные стержневые изоляторы (все сети с заземлением нейтрали через дугогасящую катушку), показал весьма малое количество повреждений этих изоляторов и, в частности, повреждений, сопровождающихся обрывом гирлянды и падением провода на землю.

За указанный период эксплуатации были отмечены следующие случаи повреждений изоляторов:

1. В сети 110 кВ вследствие неисправности релеиной защиты при двойном замыкании на зем-

лю дуга на гирлянде держалась 17 сек. При этом обгорела часть нижнего рога и под термическим действием дуги изолятор раскололся. Авария сопровождалась падением провода на землю.

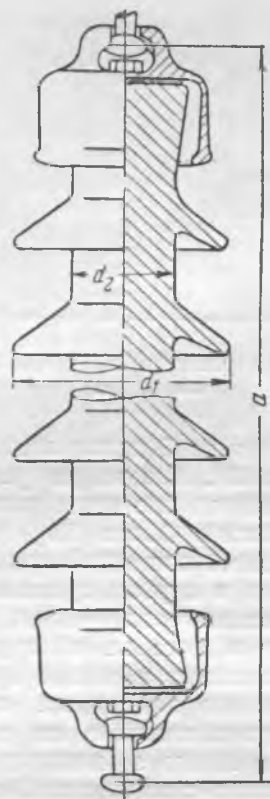


Рис. 1. Подвесной стержневой изолятор по немецким нормам (DIN 48012)

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Основные размеры, мм			Число юбок	Вес, кг	Мокро-разрядное напряжение, кВэфф	Минимальная разрушающая нагрузка, т
		d	d ₁	d ₂				
60/7	30	535	120	60	7	8,0	100	4,2
75/9	60	895	160	75	9	18,0	200	6,2
75/14	110	1 270			14	25,0		
85/14	110	1 305	170	85		33,0	315	8,0

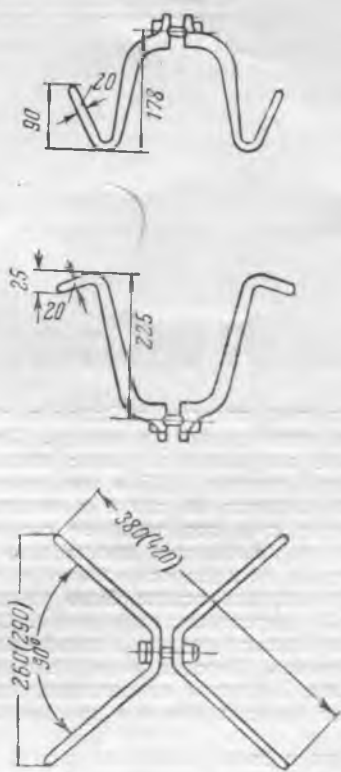


Рис. 2. Защитная арматура для подвесных стержневых изоляторов 110 кв. В скобках указаны размеры для нижних рогов.

2. На линии 110 кв после грозового перекрытия дуга вследствие плохой компенсации емкостного тока замыкания на землю держалась про-

должительное время, что привело (из-за пробоя нормального подвесного изолятора) к двойному замыканию на землю и повреждению стержневого изолятора с падением провода. Изолятор был снабжен арматурой в форме двойных рогов, защитное действие которой считается недостаточным.

3. Отмечались случаи повреждения грозовыми разрядами юбок изоляторов. Эти перекрытия не сопровождалось отключениями.

4. Отмечался ряд повреждений юбок изоляторов вследствие обстрела или метания камней. При этом повреждения стержней и падения проводов на землю не наблюдалось.

Расценивая весьма высоко эксплуатационную надежность подвесных стержневых изоляторов, эксплуатирующие организации подчеркивают следующие их преимущества перед подвесными изоляторами с внутренней заделкой штыря:

1) надежная работа защитной арматуры, обеспечивающая (во всяком случае, для четырехкратных рогов и разрезных колец) отвод дуги от тела стержневого изолятора; этот эффект приписывается отсутствию в средней части гирлянды металлических масс;

2) хорошая работа подвесных стержневых изоляторов в условиях интенсивного загрязнения газообразными химическими уносами или цементом, причем не только «туманостойких» изоляторов с повышенным числом юбок (27), но и изоляторов стандартных типов (14 юбок);

3) отсутствие необходимости периодических контрольных испытаний;

4) уменьшение помех, вносимых в радиопередачи и высокочастотную телефонию.



ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

Строительство подземной, насосной методом опускного колодца

Опускной метод работ при постройке подземных сооружений является одним из наиболее эффективных и одновременно одним из самых сложных в выполнении. Часто строители, боясь осложнений, особенно перекосов при опускании, не рискуют его применять и заменяют обычным открытым методом производства работ.

Методом опускного колодца на электростанции была сооружена нефтенасосная, здание которой запроектировано в виде железобетонного стакана диаметром в свету 18 м и глубиной 10,25 м. По высоте стакан разделен на три отсека: нижний высотой 4,3 м, средний — 2,45 м и верхний — 3,5 м. Стенки стакана двойные общей толщиной 60 см с прокладкой гидроизоляционного слоя.

Проектом предусматривался следующий порядок производства работ:

- 1) установка на поверхности земли ножа и бетонирование нижнего отсека;
- 2) опускание нижнего отсека на глубину 4,3 м;
- 3) бетонирование второго отсека;
- 4) опускание колодца до отметки 6,80 м;
- 5) бетонирование верхнего отсека;
- 6) опускание стакана до проектной отметки на глубину 10,25 м от поверхности земли.

Опускание колодца ниже уровня грунтовых вод надо производить при откачке воды через зумпф. Бетонирование днища также производится с откачкой грунтовых вод.

Фактически строительство подземной части насосной было проведено при следующих условиях. Котлован под здание насосной был отрыт открытым способом до уровня грунтовых вод, т. е. до отметки 4,2, с минимальными откосами для того, чтобы можно было произвести распалубку и гидроизоляцию наружных стен стакана. На этой отметке был установлен на деревянных подкладках металлический нож и сооружен железобетонный стакан в два отсека высотой 6,75 м с двойными стенками и прослойкой между ними из трех слоев рубероида на битуме.

На высоте 2 м от ножа на консольных площадках, укрепленных на стенах стакана, были установлены для водоотлива два электронасоса (один на 100 м³/час и второй на 50 м³/час для резерва).

Для подъема грунта со дна колодца были установлены кран «Уралец» и на противоположной стороне экскаватор «Ковровец» 3-504, оборудованный краном и сменными бадами. Грунт разрабатывался и грузился в бадью вручную.

При прохождении песчаного слоя от отметки 4,20 приток грунтовых вод настолько увеличился, что насосы с трудом справлялись с их откачкой. При этом опускание колодца не вызывало само по себе особых затруднений, а появившиеся небольшие перекосы стакана легко ликвидировались путем соответствующих подкопов под ножом стакана. Как только нож врезался в глину, приток воды резко сократился и не превышал 10—15 м³/час.

Опускание колодца в глине проходило с большим трудом и только при подрезке грунта под всей окружностью ножа.

По геологическим данным колодец заглублялся в глину. Однако на отметке 9,50 м появилась песчаная прослойка. При проверке было установлено, что эта прослойка достигает толщины 0,8 м и располагается не горизонтально.

Как только нож колодца врезался в песчаную прослойку, приток воды резко увеличился. При этом стал наблюдаться все возрастающий занос котлована песком.

На проектной отметке 10,25 м нож колодца оказался расположенным частично на глине и частично на песке. При этом колодец стал под влиянием своего веса и выноса песка внутрь котлована произвольно осаживаться в грунт. За сутки колодец осаживался в грунт на 6—8 см. Для прекращения осадки было уложено под нож по периметру 30 деревянных прокладок. Однако и при этом колодец продолжал осадку, и только на пятые сутки осадка прекратилась. Колодец осел ниже проектной отметки на 350 мм. Несмотря на разнородность грунта под ножом, перекоса колодца при его произвольной просадке не имелось.

Приток воды и занос котлована внутри колодца песком лишали возможности приступить к производству работ по укладке бетонной подготовки, гидроизоляции и устройству бетонного днища.

Необходимо было искать другой способ производства работ. Были обсуждены четыре варианта:

1. Понижение уровня грунтовых вод иглофильтрами. Так как нож колодца находился ниже подошвы глиняного слоя, то работа иглофильтровой установки могла только уменьшить приток воды, но не прекратить его.

2. Инъекция цементного раствора в грунт вокруг стакана колодца через отверстия, пробуренные по всей боковой поверхности стакана. Этот метод мог бы дать хорошие результаты в части сокращения притока грунтовой воды, однако при этом был бы полностью нарушен гидроизоляционный слой между наружной и внутренней стенками стакана. Кроме того, для осуществления этого способа потребовалось бы длительное время.

3. Инъекция грунта вокруг колодца при затопленном котловане до нормального уровня грунтовых вод. Осуществление этого метода потребовало бы много времени и в связи с большой глубиной инъекции не давало гарантии получения положительных результатов.

4. Устройство мощного дренирующего слоя толщиной 0,5 м из щебня, мощного зумпфа, а также бетонной подготовки частями.

За семь дней, пока обсуждались варианты, практически возможные для выполнения, грунт настолько сильно выносился водой внутрь колодца, что в местах наибольшего притока воды получились по наружному периметру стакана обвалы верхних слоев глины в количестве около 200—120 м³. Прошедший обвал глины как бы затопнировал места притока воды; в результате поступление ее резко сократилось до 30—40 м³/час и, вместе с тем, сократилось поступление песка. При этом положении решено было продолжать работу по четвертому варианту.

Очистка котлована от заносов грунта производилась по секторам. На расчищенное место укладывался слой щебня толщиной 500 мм и тотчас калася бетонная подготовка с закладкой у стен (для отвода воды в зумпф) перфорированных труб. В середине котлована все время поддерживался глубокий приямок емкостью приблизительно 50 м³, из которого производились откачка воды и уборка наносов. Как только бетонная подготовка по щебеночному слою была сделана по всему периметру стакана, приток воды еще более сократился, и это позволило очистить котлован и устроить зумпф. Просачивающаяся по периметру стакана грунтовая вода отводилась через трубы, проложенные в подготовке в зумпф. Наклейка гидроизоляционного слоя производилась на влажную бетонную подготовку обычным способом.

После наклейки гидроизоляционного слоя были произведены в обычных условиях работы по постройке железобетонного пола. По окончании работ по постройке пола была возведена третья, верхняя, секция стакана. В целях сокращения расходования дефицитных материалов эта часть была выполнена из штучного камня на цементном растворе.

Аналогичным методом была опущена до отметок 6,3 и нефтеловушка.

Корпус нефтеловушки представляет собой прямоугольник сечением в свету $5,3 \times 3,6$ м. Стенки железобетонные толщиной 30 см с двойной арматурой. Высота нефтеловушки 6,5 м. Вес корпуса равен 120 т. Производство работ было выполнено следующим методом.

Котлован под нефтеловушку был откопан до уровня грунтовых вод, т. е. до отметки 3,8 ниже уровня земли. После этого на дно котлована был уложен металлический нож с деревянными подкладками под ним. Над ножом был построен корпус ловушки. После распалубки к внутренней стенке были пристроены площадка и лестница для спуска на дно рабочих. Выемка грунта производилась автокраном со сменными бадьями. Для откачки грунтовых вод был установлен центробежный насос.

За сутки ловушка садилась на 30—40 см. Опускание корпуса сопровождалось небольшими перекосами. Этому способствовали деревянные подкладки под ножом, которые настолько крепко заклинились, что удалить их оказалось возможным, только расщепив на мелкие куски.

После удаления подкладок опускание корпуса пошло более ускоренно, и перекосы не имели места.

Опускание колодца было произведено за 8 рабочих дней. Период опускания был бы значительно сокращен, если бы не было частого выхода из строя автокрана, который работал на подъеме грунта.

И в первом, и во втором случаях при опускании не пришлось прибегнуть, как это намечалось проектом, к дополнительным нагрузкам для ускорения осадки сооружения в грунт.

Для откачки грунтовой воды в период постройки днища ловушки был устроен зумпф. Постройка железобетонного днища была проведена по щебеночной подготовке обычным методом.

Выводы

Опыт строительства двух сооружений дает возможность сделать следующие выводы:

1. Применение опускного метода для подземных сооружений при наличии песчаных и глинистых грунтов и при наличии сильного притока грунтовых вод выполнимо и целесообразно.

2. Во избежание остановок в производстве работ необходимо ко всем действующим механизмам устанавливать запасные агрегаты.

3. Геология грунта должна быть предварительно тщательно изучена.

4. Целесообразно и желательно в стенках опускных колодцев, по опыту Метростроя, устанавливать заранее металлические патрубки с гайками для возможности инъецирования грунтов вокруг стенок колодца.

5. Необходимо учитывать возможность продолжения осадок колодцев в слабых грунтах даже после прекращения выемки грунта под ножом колодца.

6. Даже сильный приток воды внутрь колодца не может служить препятствием для сооружения днища и изоляции, если под ним уложить мощный дренирующий слой с зумпфом большой емкости.

Инж. Л. Т. Гаврилов и инж. Н. А. Гурвич

Монтаж перегружателя угля

На теплоэлектроцентрали нужно было смонтировать перегружатель, предназначенный для обслуживания угольного склада. Перегружатель имел следующую характеристику:

Производительность	200 т/час
Расстояние между осями моста	78 м
Высота моста (от верхней кромки рельсов до нижнего пояса моста)	17 м

Вес отдельных узлов перегружателя:

Мост	175,8 т
Консоль со стороны шарнирной ноги	23,4 "
Верхняя часть шарнирной ноги	6,7 "
Верхняя часть жесткой ноги	4,7 "
Риферная тележка	20,0 "
Шарнирная нога	5,4 "
Жесткая нога	17,2 "
Подкос жесткой ноги	4,9 "
Тележка шарнирной ноги	31,8 "
Тележка жесткой ноги	7,5 "

Общий вес перегружателя 297,4 т

Мост и ноги крана представляют собой клепаную металлическую конструкцию.

Как известно, существуют следующих 4 способа монтажа подобных перегружателей:

1-й способ — сборка моста крана на сплошных подмостях на проектной отметке. Он требует значительной затраты лесоматериалов (874 м³), больших трудозатрат на сооружение сплошных подмостей высотой 17 м и сборки моста на высоте.

2-й способ — сборка моста крана на земле (на выкладках из шпал) и подъем его при помощи четырех специальных цепей и домкратов, смонтированных на двух деревянных вышках. Способ этот требует уникального и сложного оборудования и специальных цепей.

3-й способ — сборка моста крана на выкладках из шпал и подъем его при помощи гидравлических домкратов, на шпальных клетках. Этот способ отличается простотой и малыми трудозатратами, потребность в шпалах составляет 200 м³ (3 000 шт.) и металлических конструкций для укрепления клеток 10—12 т.

4-й способ — сборка моста крана на выкладках из шпал и подъем его четырьмя полиспастами с двух П-образных опор. При этом способе необходимо изготовление металлоконструкций весом 25 т и восьми блоков грузоподъемностью 60 т.

При разработке проекта подъема перегружателя рассматривались 3-й и 4-й способы. Ввиду отсутствия на строительстве шпал в качестве рабочего варианта был выбран 4-й способ.

Мост крана был собран на болтах на шпальной выкладке высотой 1 м. После выверки собранного моста была произведена пневматическая клепка его. Во избежание длительного перерыва движения по железнодорожному пути широкой колеи, расположенному под консолью крана со стороны шарнирной ноги, консоль крана длиной 26 м была собрана для подъема отдельно от моста крана по другую сторону железнодорожного пути. Смена расположения узлов крана перед подъемом представлена на рис. 1.

К мосту крана были прикреплены металлоконструкции верхних частей жесткой и шарнирной ног, а также смонтирована и укрепена по центру П-образной опоры (со стороны жесткой ноги) грейферная тележка.

Конструкции жесткой ноги, подкос и две половины шарнирной ноги были собраны и склепаны рядом с местом их установки. Тележка шарнирной ноги была смонтирована и установлена на рельсе с одной стороны моста, а тележки жесткой ноги — по обе стороны моста.

Наиболее сложной и ответственной операцией являлся подъем моста весом ~ 200 т. При посадке крана на тележки нагрузка на тележку возрастала за счет веса ног крана до 230 т, поэтому каждая из двух П-образных опор высотой 27 м была рассчитана на нагрузку 120 т, а каждый полиспаст — на 60 т.

Полюем П-образных опор производили следующим образом. Балку опоры уложили на верхний пояс моста, затем полиспастами подняли в наклонное положение обе мачты и соединили верхние их концы с балкой. Ввиду шарнирного соединения головок мачт опоры с балкой для придания жесткости на время подъема П-образной опоры в вертикальное положение соединили одну мачту с балкой подкосом из швеллеров. Затем двумя наклонными полиспастами грузоподъемностью по 10 т, закрепленными за

¹ См. статью П. Бугулавского, «Строительная промышленность», № 9, 1933.

² Там же.

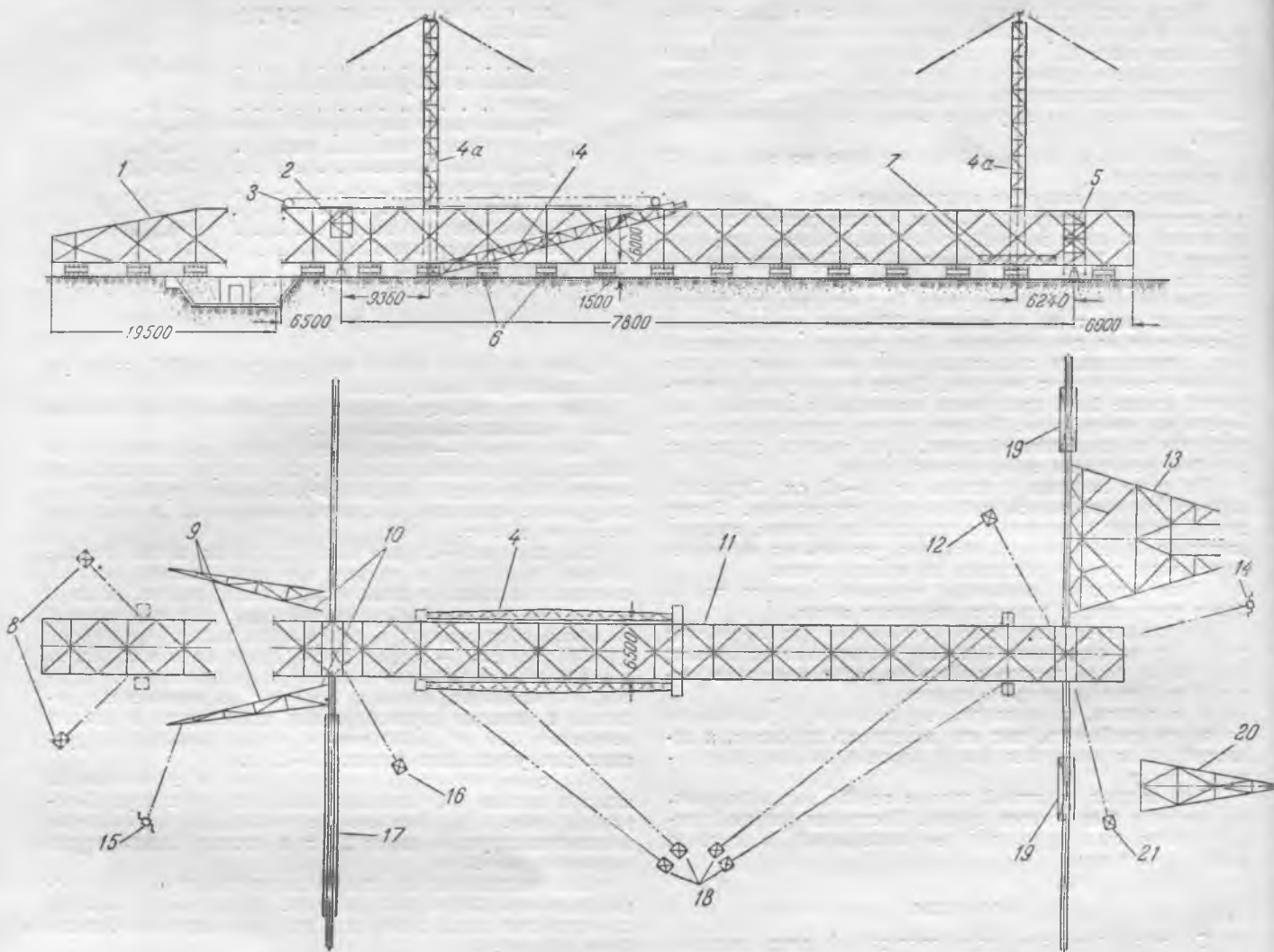


Рис. 1. Схема расположения узлов крана перед подъемом.

1 — консоль моста; 2 — верхняя часть шарнирной ноги; 3 — полиспасты для подъема П-образной опоры; 4 — П-образная опора перед подъемом; 4а — та же опора после подъема; 5 — верхняя часть жесткой ноги; 6 — шпалы; 7 — тележка (без кабины и грейфера); 8 — 5-т электролебедка для подъема консоли моста; 9 — маятниковая нога; 10 — рессоры, монтируемые после монтажа ноги; 11 — мост; 12 — 3-т электролебедка для подъема жесткой ноги; 13 — собранная жесткая нога; 14 — ручная 3-т лебедка для оттяжки ноги и подкоса; 15 — 3-т ручная лебедка для оттяжки ноги; 16 — 3-т электролебедка для подъема маятниковой ноги; 17 — шпалы и тележки с нижней частью ноги; 18 — 6-т электролебедки для подъема моста; 19 — тележки под жесткую ногу; 20 — подкос; 21 — 3-т электролебедка для подтягивания и подъема подкоса, жесткой ноги и подкатывания тележек ноги под мост.

один из узлов верхнего пояса моста, подняли П-образную опору в вертикальное положение; при этом нижние опоры мачт были шарнирно соединены с башмаками, установленными на выкладку из шпал. Одна из решетчатых мачт каждой П-образной опоры была оборудована внутренней лестницей, а поперечная балка опоры — площадкой для возможности осмотра верхних блоков полиспастов. Каждая П-образная опора была укреплена шестью расчалками из троса диаметром 28 мм в одну нитку, закрепленными за якоря.

Отсутствие электролебедок грузоподъемностью более 5 т для подъема моста предопределило выбор 16-ниточных полиспастов. Запасовка полиспастов была произведена последовательно через соседние ролики блоков.

Для увеличения канатоемкости барабанов лебедок они были переделаны с уменьшением диаметра с 550 до 450 мм. Длина подлежащего намотке на барабан троса диаметром 24 мм для подъема моста составляет $17,5 \times 16 = 280$ м; этой длины трос навивался на барабан в пять рядов, причем до края реборды барабана оставалось 50 мм.

Для разгрузки полиспастов после подъема моста до момента его установки на ноги и тележки были предусмотрены цепи из полосовой стали, соединяющие траверзы верхних и нижних блоков полиспастов (рис. 2), которые были заранее подвешены к траверзам верхних блоков³.

³ Длину цепей для разгрузки следует уточнять из условий монтажа крана.

До подъема моста были подвешены полиспасты для последующего подъема жесткой и шарнирной ног.

После окончания всех подготовительных работ приступили к подъему моста. Вначале мост был приподнят на 200 мм и был проведен осмотр такелажа.

При осмотре такелажа было обнаружено, что все четыре нижних блока значительно отклонились от вертикальной плоскости, причем край нижнего блока, расположенный со стороны привязки конца троса полиспаста, оказался ниже, а противоположный край блока (у ролика со сбегающим тросом на лебедку) — выше. Благодаря значительному наклону нижние блоки стремились изогнуть уши моста, за которые они были закреплены.

Произведенные подсчеты показали, что наклон нижних блоков был вызван значительной разницей в натяжении, а следовательно, и в нагрузках отдельных нитей полиспаста и роликов правой и левой половины блока, возникающих за счет трения роликов об ось. Для выравнивания суммарных натяжений нитей полиспастов правой и левой половиной блока была предложена и выполнена схема запасовки полиспастов с уравнительным роликом, представленная на рис. 3. Необходимость установки уравнительного ролика вызывалась тем, что обойма верхнего блока была установлена на балке П-образной опоры, которая не давала возможности крестообразно перепустить трос с одной стороны полиспаста на другую. Уравнительный ролик был установлен под балкой П-образной опоры (рис. 4).

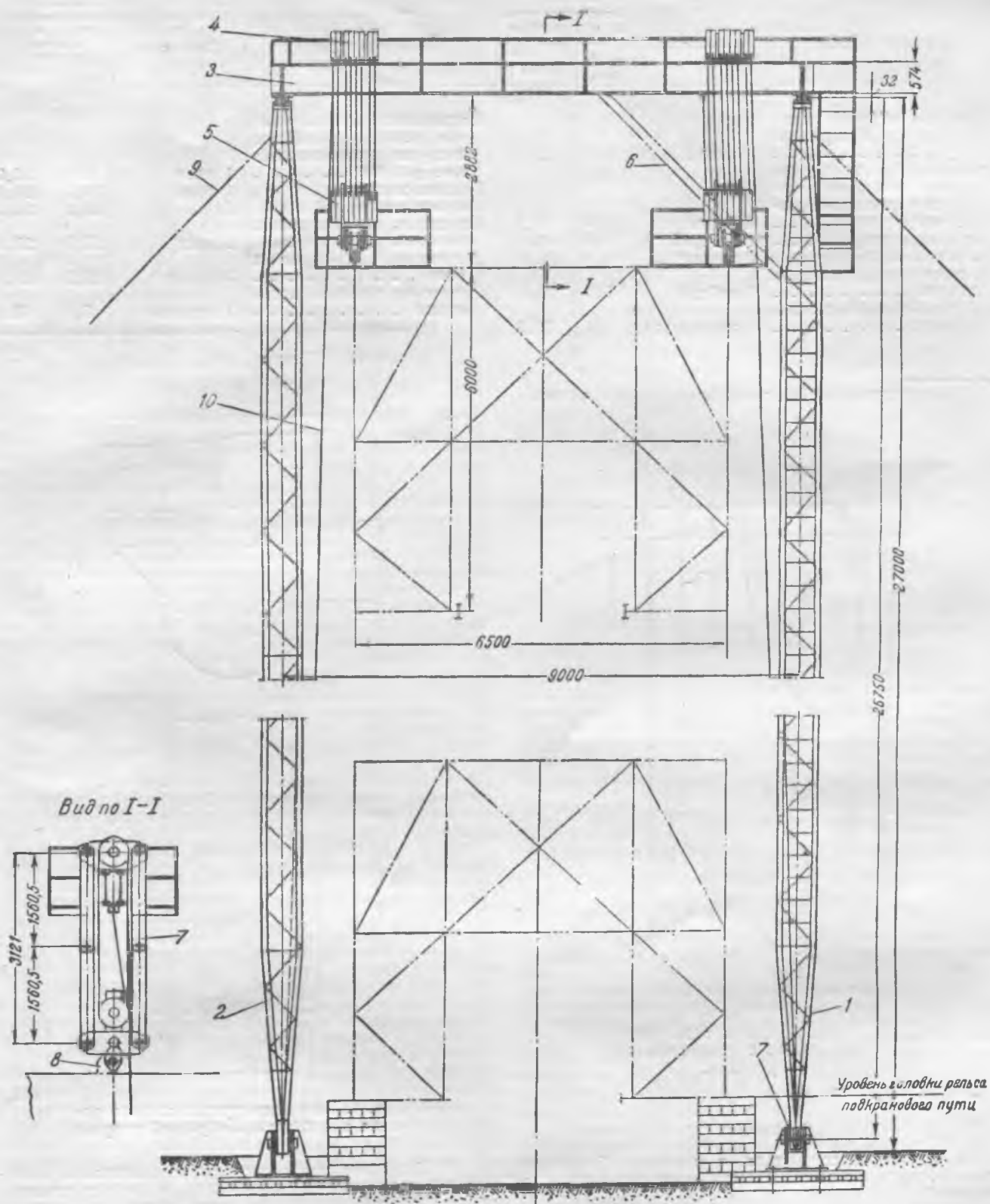


Рис. 2. Установка П-образной опоры и подвеска полиспастов для подъема моста.

1 — мачта с лестницей; 2 — мачта без лестницы; 3 — балка; 4 — верхний блок с восемью роликами; 5 — нижний блок с восемью роликами; 6 — временный подкос; 7 — цепь для разгрузки полиспастов; 8 — ухо моста; 9 — расчалка диаметром 28 мм; 10 — трос полиспаста диаметром 24 мм.

Подъем моста, включая подвеску его на временные цепи для разгрузки полиспастов, занял 2 часа и прошел спокойно.

После подъема моста были подняты жесткая и шарнирная ноги крана, произведена клепка соединений ног с мостом и подведены под ноги тележки.

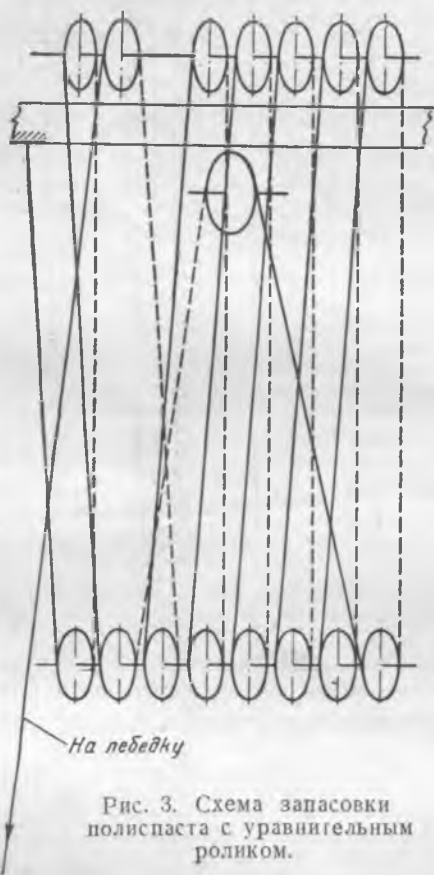
При опускании крана на тележки была произведена

набивка полиспастов и освобождены временные цепи. Эта операция продолжалась 3 часа. Для подъема консоли крана длиной 26 м была переставлена одна П-образная опора.

Фактические трудозатраты на установку такелажных приспособлений и производство подъемов приведены в таблице.

Наименование работ	Количество	Фактические трудозатраты, человеко-смен		Наименование работ	Количество	Фактические трудозатраты, человеко-смен	
		на единицу	всего			на единицу	всего
Установка опорных плит под мачты П-образных опор	4 плиты	3,0	12,0	Подъем моста крана, включая испытание лебедок и другие подготовительные работы	1 мост	30,0	30,0
Установка и крепление верхних блоков полиспастов к балкам П-образных опор (внизу)	4 блока	3,0	12,0	Подъем жесткой ноги	1 нога	20,2	20,2
Сооружение якорей	16 якорей	3,0	48,0	Подъем шарнирной ноги	1 "	30,1	30,1
Монтаж П-образных опор	3 опоры*	48,0	144,0	Опускание моста крана на тележки передвижения	1 мост	23,8	23,8
Установка и укрепление лебедок	6 лебедок	3,3	19,8	Демонтаж П-образных опор	3 опоры	22,2	66,6
Оснастка 16-ниточного полиспаста	6 полиспастов	9,8	58,8	Демонтаж консоли моста крана	1 консоль	5,0	5,0
				Итого			470,3

* Включая установку П-образной опоры для подъема консоли.



Выводы

1. Монтаж перегружателя с помощью П-образных опор многониточными полиспастами прост, надежен и экономичен⁴.

⁴ Этот способ монтажа может быть рекомендован только в том случае, когда нет возможности производить монтаж перегружателя при помощи гидравлических домкратов. Р е д.

Разрез по I-I (вид на уравнительный ролик)

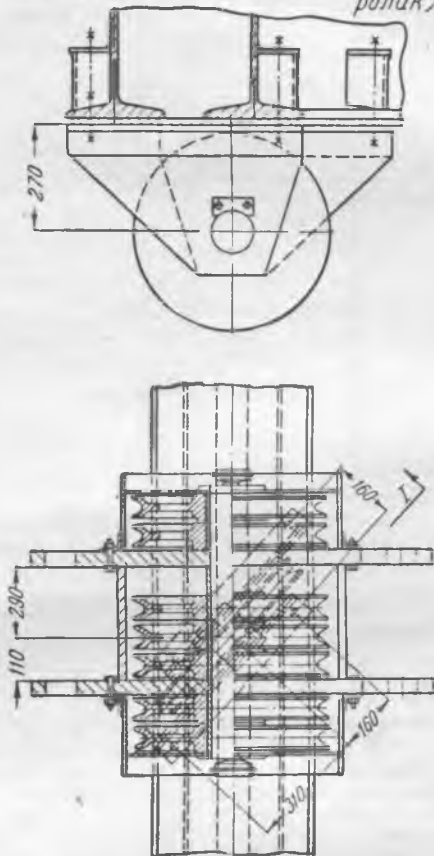


Рис. 4. Установка уравнительного ролика под балкой П-образной опоры.

2. При устройстве многониточных полиспастов значительной грузоподъемности обязательно следует уравновешивать обе половины блоков путем запасовки полиспаста согласно схеме, представленной на рис. 3, устанавливая при необходимости уравнительный ролик.

Инж. Л. Д. Гинзбург-Шин



ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

Экономические поправки к методу относительных приростов

Распределение электрических нагрузок между параллельно работающими электростанциями в настоящее время производится по «методу относительных приростов». Физический смысл этого метода состоит в сравнении относительного приращения расхода условного топлива на электростанциях при увеличении электрических нагрузок в системе и выбора на этой основе режима, соответствующего максимальной экономии топлива.

Расчетные формулы доведены до расхода условного топлива и все выводы базируются на этом показателе. Такой метод целесообразен при условии, что электростанции системы работают на экономически равнозначном топливе. Практически, однако, электростанции одной и той же системы часто имеют различные условия топливоснабжения. В этом случае имеют значение стоимость сжигаемого топлива и расходы по транспортировке его от места добычи до места потребления. Экономические условия топливоснабжения станций бывают столь разнообразными, что стоимость 1 т условного топлива может существенно различаться для станций, параллельно работающих в одной энергосистеме.

Цена топлива может быть различна и в пределах одной и той же станции. Если на одних агрегатах станции сжигается торф, а на других — уголь, то стоимость условного топлива на этих агрегатах в большинстве случаев различна, и разница достигает 20—25%. Сравнение экономичности использования отдельных агрегатов и станций только по относительному приросту топлива, без учета его стоимости, в таких случаях может привести к неэкономичному использованию энергоресурсов системы.

Очевидно, при сравнении экономичности режимов отдельных агрегатов и станций в системе необходимо учесть и стоимость топлива. Для этого нужно выявить стоимость 1 т условного топлива по отдельным агрегатам и по станции в целом. Затем, следует привести полученные цифры к относительным величинам, принимая на каждой станции за единицу наиболее дешевый вид топлива.

Для оценки реальной экономии при распределении нагрузок по методу относительного прироста на отдельно работающей станции достаточно умножить относительный прирост топлива на коэффициент, характеризующий стоимость различных видов топлива. Полученная приведенная характеристика стоимости топлива для тепловых станций системы позволяет распределить нагрузку системы по методу относительных приростов с учетом стоимости топлива. Пример подобного расчета для энергосистемы, имеющей три станции с котлами, работающими на угле, фрезерном торфе и смеси кускового и фрезерного торфа, приведен в таблице.

Показатели	Котлы, работающие на:		
	смеси	фрезерном торфе	угле
Стоимость 1 т условного топлива, руб.	250	290	240
	180	230	200
	220	260	—

Показатели	Котлы, работающие на:		
	смеси	фрезерном торфе	угле
То же, в относительных величинах	1,04	1,21	1,0
	1,0	1,28	1,11
	1,0	1,18	—
Приведенная характеристика стоимости топлива	1,38	1,61	1,33
	1,0	1,28	1,11
	1,22	1,44	—

Инж. Б. Б. Бейгман

ОТ РЕДАКЦИИ

Абстрактное применение предлагаемой автором поправки к методу относительных приростов может привести в отдельных случаях к вытеснению местного топлива дальнепривозным, что было бы совершенно недопустимо. Поэтому предлагаемая поправка может применяться лишь в отдельных случаях, например, когда все агрегаты системы работают на разных видах местного топлива.

Реконструкция подсушивающей шахты топки Макарьева для торфа

На электростанции сжигается кусковой торф с повышенным содержанием мелочи вследствие добавления отсева от сортировки торфа, потребляемого газогенераторной станцией. Содержание фракций размером менее 25 мм составляет около 45%. Влажность торфа, поступающего в котельную, изменяется в пределах 32—48%.

Сжигание торфа производилось на цепной решетке ЦККБ, оборудованной подсушивающей шахтой системы Макарьева (рис. 1) с тремя ступенями, образованными пустотелыми балками, охлаждаемыми водой и снаружи облицованными кирпичом.

Цепные решетки (размером 6 520 × 3 000 мм каждая) установлены в количестве 2 шт. под паровым трехбарабанным вертикально-водотрубным котлом НЛЗ; $N_k = 800 \text{ м}^2$, $p = 350 \text{ ат}$ и $t_{пер} = 425^\circ \text{С}$; котел оборудован гладкотрубным водяным экономайзером и пластинчатым воздухоподогревателем. Нормальная паропроизводительность его 40 т/час.

Сильно колеблющаяся влажность топлива и наличие мелочи создавали крайне неустойчивую работу топочного устройства. Повышение влажности до 45—48% снижало почти на 50% производительность котлоагрегата, так как шахта не обеспечивала требующейся подсушки торфа. Одной из причин неудовлетворительной подготовки топлива в шахте являлось то, что часто приходилось прекращать подачу горячего воздуха к фронту предтопка, так как металлический кожух фронта сильно накалялся под воздействием излучения тепла горящего на горизонтальных полках балок топлива. Фронтальная топочная гарнитура (дверцы, лючки, гляделки), не защищенная изо-

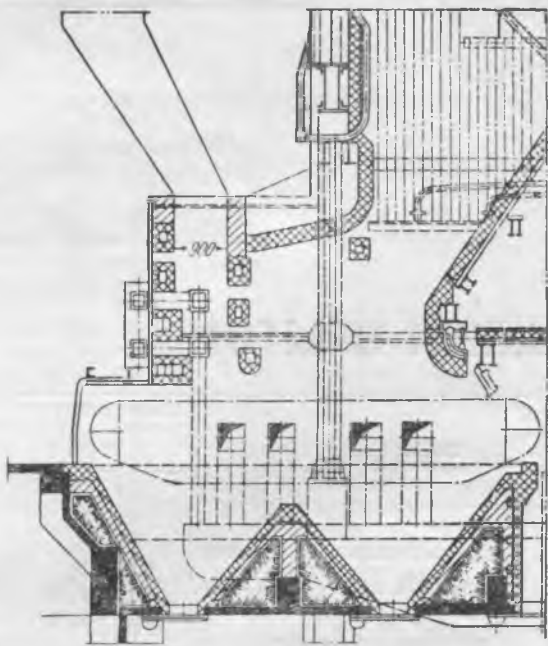


Рис. 1. Топка до реконструкции.

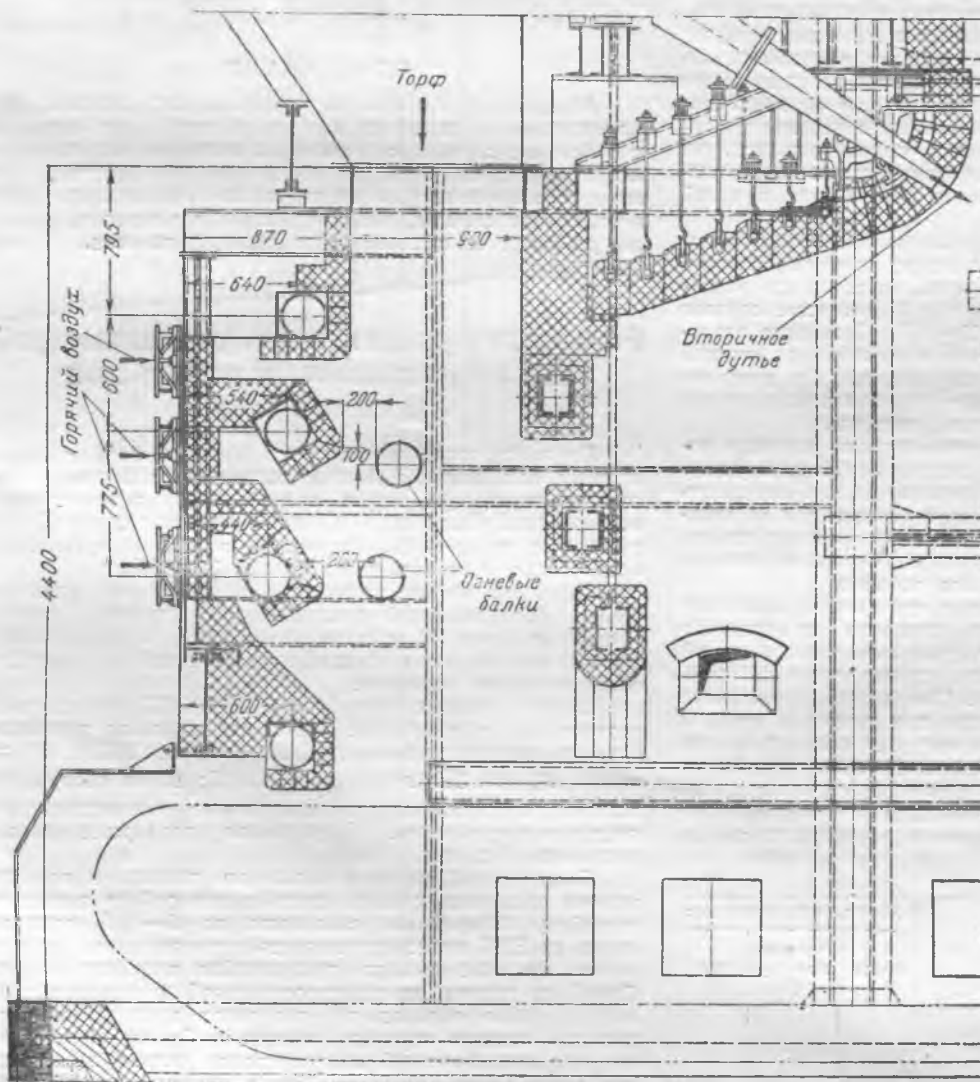


Рис. 2. Подсушивающая шахта с огневыми балками после реконструкции.

лящей, раскалялась, коробилась и приходила в негодность. Горизонтальные ступени шахты сравнительно быстро забивались золой, вследствие чего еще более ухудшалась подготовка торфа. Высоко расположенная над полотном решетки балка первой ступени приводила к выбиванию пламени на фронт топки, что затрудняло обслуживание решетки.

Наличие повышенного содержания мелочи в торфе увеличивало потери от химического и механического недожога. Такие условия эксплуатации заставили изменить конструкцию подсушивающей шахты с использованием рекомендаций ЦКТИ (канд. техн. наук В. В. Померанцева).

Проектно-сметной конторой Уралэнергомонтажа были разработаны чертежи модернизации подсушивающей шахты аналогично ранее осуществленной на ленинградских электростанциях. По этим чертежам с некоторыми изменениями, внесенными непосредственно при монтаже, была осуществлена реконструкция шахты (рис. 2). Второй ряд балок шахты остался без изменений. Конструкция новой подсушивающей шахты имеет следующие особенности:

1. Осуществлена двойная защита металлического фронта и воздушных каналов, подающих горячий воздух к слою топлива, заполняющему шахту; это достигнуто обмуровкой всех металлических наружных листов фронта топки кирпичом и применением наклонных козырьков. Последние изолируют охлаждаемые балки, расположенные перед выходными отверстиями для воздуха, и защищают фронт от нагрева излучением.

2. Наклонные козырьки не только защищают фронт от нагрева, но и создают сопротивление для спускающегося в шахту топлива, что способствует лучшей его продувке горячим воздухом, а следовательно, интенсифицирует процесс подсушивания. Этим обеспечиваются благоприятные условия для образования очагов зажигания. Вместе с тем благодаря наклонным стенкам исключается оседание золы на козырьках.

3. Для улучшения зажигания торфа установлены две огневые балки внутри шахты против второй и третьей ступеней; расстояние от края наклонных козырьков до балок составляет 200 мм.

Ко всем трем ступеням подготовки топлива подведен с фронта предтопка горячий воздух с температурой 160°С в количестве ~ 10% от всего воздуха, необходимого для горения, с давлением перед верхней ступенью 50 мм вод. ст. Все балки предтопка и огневые балки охлаждаются проточной водой. Для уменьшения выбивания пламени на фронт нижняя ступень приближена к полотну решетки. С целью снижения потерь от химического и механического недожога осуществлено вторичное горячее дутье в топочную камеру.

После проведенной реконструкции котел длительное время работает устойчиво, неся повышенную нагрузку 45—46 т/час при средней влажности торфа 43%. Повышение влажности торфа до 45% не вызывает снижения нагрузки котлоагрегата.

Наблюдавшийся ранее разогрев топочного фронта подсушивающей шахты после реконструкции прекра-

тился. Только при большой форсировке предтопка выбивается пламя на фронт у полотна решетки, что предотвращается прикрытием подачи воздуха в нижний коллектор. Нормально высота слоя на решетке держится в пределах 700 мм. Потери со шлаком не превышают 0,5%, тогда как ранее они достигали 4—5%. Вторичное дутье, осуществляемое через сопла, расположенные в переднем подвесном своде, не дало значительного эффекта ввиду недостаточной площади сечения сопел и соответственно малого количества воздуха, поступающего через них.

Модернизированная конструкция подсушивающей шахты при сравнительно малых затратах дала хороший эффект, выразившийся, во-первых, в обеспечении устойчивой повышенной производительности котла и, во-вторых, в снижении потерь со шлаком до 0,5% и может быть рекомендована для механических топок, сжигающих кусковой торф.

Инж. Н. Ф. Рысаков

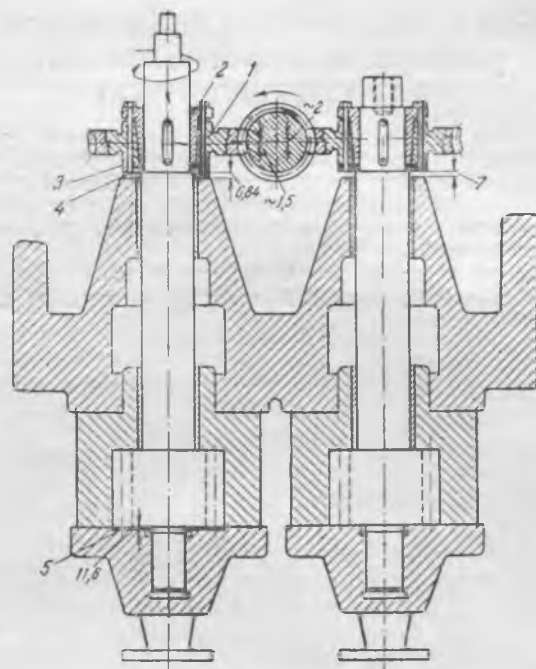


Рис. 1. Узел главных масляных насосов со двояной червячной передачей.

1 — левая червячная передача; 2 — разрезная клнусная втулка; 3 — ступица, сточенная с торца на 2 мм; 4 — бронзовое кольцо (поставленное в капитальный ремонт) с зазором 0,15—0,20 мм; 5 — чугунное кольцо.

Износ главного масляного насоса турбины фирмы АЕГ

При капитальном ремонте турбины 25 тыс. квт фирмы АЕГ было обнаружено кольцевое истирание на глубину 1,9 мм торца крышки левого главного масляного насоса под ведущей шестерней. Эта турбина с момента монтажа проработала всего лишь полгода.

Узел главных масляных насосов со двояной червячной передачей показан на рис. 1. Как видно из этого рисунка, ведущий вал левого насоса, несущий на себе регулятор и вращающийся по часовой стрелке, дополнительно нагружен от воздействия червяка, вращающегося против часовой стрелки, в отличие от ведущего вала правого насоса. Упорного подшипника у вала насоса нет.

Вес всей системы ведущего вала с насаженными на нем ведущей шестерней насоса, червячной шестерней, регулятором и др. и реактивное усилие в зацеплении червячной передачи воспринимаются нижним концом вала, работающим в качестве гидравлической пяты.

Из разреза насоса (рис. 2) видно, что действующее на вал вертикальное усилие от давления масла, направленное вверх, превышает усилие, направленное вниз. Разность усилий равна произведению площади сечения вала в месте прохода через направляющую втулку на величину давления масла, создаваемого насосом.

В данном случае несущая способность гидравлической пяты будет равна

$$\frac{\pi \cdot 8,5^2}{4} \cdot 6 \approx 340 \text{ кг,}$$

чего вполне достаточно для восприятия вертикальных нагрузок, действующих на вал.

Выяснилось, что при монтаже крышка насоса протачивалась для устранения износа, образовавшегося на прежнем месте установки, где эта турбина проработала около 55 тыс. час.

Повреждение насоса произошло, по видимому, в результате нарушения несущей способности гидравлической пяты, что могло произойти, например, в том случае, если при ремонте насоса, произведенном в процессе монтажа турбины, не была сделана в торце крышки качавка, соединяющая камеру нагнетания с колодцем под торцом ведущей шестерни, или же эта канавка имела сечение, недостаточное для компенсации протечек в камеру всасывания.

При ремонте крышки насоса изношенное место было проточено на глубину 11,6 мм. Выточенное затем чугунное кольцо было выпилено по отверстиям сторон нагнетания и всасывания и пришабрено к крышке. В чугунном кольце были вырублены смазочные канавки и разделаны фаски. Затем четырьмя винтами с утопленными на 2—2,5 мм головками кольцо было окончательно закреплено в крышке.

Под червячной шестерней насоса было установлено предохранительное бронзовое кольцо с зазором 0,20 мм. Имеющийся зазор 0,20 мм позволяет легко контролировать положение вала насоса через торцы переднего картера турбины при ее кратковременных остановках¹.

¹ Ремонт крышки насоса мог быть выполнен и другим, более простым способом. Вместо изготовления и пригонки вкладного чугунного

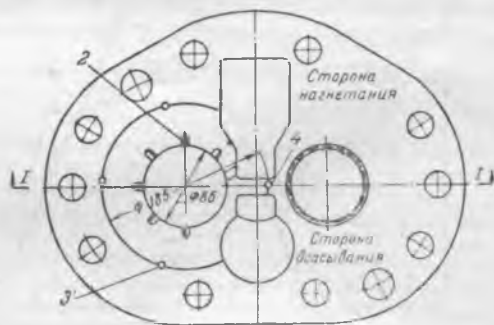
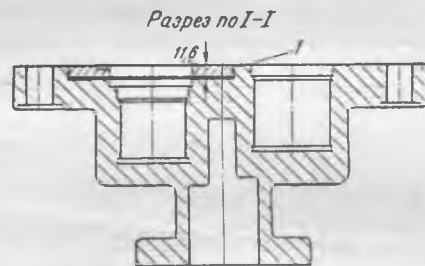


Рис. 2. Главный масляный насос.

1 — вставное чугунное кольцо высотой 11,48 мм; 2 — фаски смазочных канавок ведущей шестерни; 3 — стопоры диаметром 6 мм (3 шт.); 4 — стопор диаметром 5 мм.

После 36 час. работы турбины левый насос был вскрыт, причем каких-либо следов износа не было обнаружено. Зазор бронзового кольца остался без изменений. Так же хорошо работала и червячная передача.

Инж. Г. Г. Лициенталь

кольца можно было ограничиться заливкой поврежденного места бабитом БВЗ с последующей проточкой на станке и пришабровкой по контрольной плите. Р е д.

Балансировка проводилась при строго постоянной температуре в помещении, так как колебания температуры ротора всего на 5—7°С уже заметно изменяли положение его центра тяжести.

Окончательная балансировка была выполнена на том же станке, но при нагреве ротора до температуры, близкой к рабочим условиям. Для этого на роторе со стороны высокого давления было собрано нагревательное устройство (по предложению инж. Варрика), состоящее из индукционной катушки, навитой с зазором вокруг думмиса и передней части барабана. Катушка, выполненная из витков ленточной меди размером 3×20 мм, изолированных друг от друга асбестовым шнуром, была секционирована по длине для возможности регулировки температуры вдоль ротора. Катушка уложена на подставку из огнеупорных кирпичей и укреплена растяжками из асбестового шнура к сварной металлической раме (рис. 1).

Величина радиального зазора между ротором и катушкой была выбрана такой, чтобы обеспечивалась возможность свободного вращения ротора. Через катушку пропускался ток, и ротор был прогрет индуктивными потерями до заданной температуры. Регулировкой напряжения на секциях катушки было достигнуто распределение температуры по длине ротора, близкое к расчетному распределению температуры среды в турбине при ее номинальной нагрузке (рис. 2). Контроль температур производился контактными термомпарами и термокарандашами.

Для уравнивания нагретого ротора к ранее поставленным балансирующим грузам пришлось дополнительно установить со стороны регулятора 2 груза общим весом 1 245 г, дающих вместе с ранее поставленными грузами равнодействующую 590 г; со стороны генератора — 2 груза общим весом 545 г, дающих вместе с ранее поставленными грузами равнодействующую 500 г.

При указанном распределении грузов колебания головок станка на критической скорости не превосходили 0,1—0,15 мм.

Известно, что при некоторых режимах работы турбины, связанных с малым расходом пара и низким вакуумом (работы на холостом ходу при проверке защиты генератора, работа с малой нагрузкой), температура отдельных участков ротора может значительно отличаться от значений, соответствующих режиму полной нагрузки, принятой в качестве исходной при горячей балансировке. Поэтому целесообразно было так скорректировать балансировочные грузы, чтобы за счет некоторого ухудшения уравниваемости ротора при работе турбины с номинальной нагрузкой уменьшить величину небаланса при указанных режимах.

Для этого вес балансировочных грузов, добавляемых для уравнивания ротора при его нагреве до рабочей температуры, был уменьшен (против найденных величин) на 25% с сохранением мест установки.

Пуск турбогенератора и отработка его под нагрузкой после балансировки ротора турбины, проведенной описанным методом, дали удовлетворительные результаты. Вибрация подшипников турбины при всех режимах не превышала 0,05 мм.

Инж. Ю. И. Азбукин

Замечания по автоматическому самосинхронизатору АСС-1*

Самосинхронизация, рекомендуемая решениями Технического управления МЭС, для быстрого и безошибочного включения генераторов на параллельную работу с сетью, уже хорошо зарекомендовала себя и нашла применение на ряде электростанций Советского Союза. Естественно, однако, стремление дальнейшего совершенствования схемы автоматической самосинхронизации, повышения ее эксплуатационной надежности.

Достигается ли эта цель «автоматическим самосинхронизатором АСС-1»?

Опыт эксплуатации генераторов, снабженных схемой автоматической самосинхронизации, в Узбекэнерго с 1948 г. позволяет утверждать обратное.

Прежде всего достоинством схемы автоматической самосинхронизации является ее простота: простота аппа-

ратуры, малое количество кабельных связей, и главное — легкость осуществления этой схемы на автоматизируемых гидростанциях за счет использования уже установленной на станции аппаратуры без каких-либо дополнительных затрат.

Этим требованиям удовлетворяют схемы, примененные на гэс Узбекэнерго¹. Для осуществления схемы требуется дополнительно к имеющейся аппаратуре лишь установка реле скольжения или скорости. Принцип действия ее следующий. После импульса на пуск генератора, когда последний достигает нужной скорости, реле, контролирующее скольжение или скорость, включает выключатель. При включении выключателя контрольно-сигнальные контакты последнего включают АРН и АГП без выдержки времени. Подача возбуждения включением АГП происходит практически при поточном напряжении на возбудителе. Деблокировка схемы осуществляется контрольно-сигнально контактами АГП и выключателя.

На генераторах мощностью до 5 тыс. квт схема была еще более упрощена. Здесь оказалось возможным отказаться от установки специального реле контроля скольжения (скорости), возложив эти функции на муфту маятника регулятора скорости, к которой приспосабливается электрический контакт.

Описанный тт. Борисовым и Могилевкиным автоматический самосинхронизатор имеет в себе все элементы автоматического синхронизатора, за исключением элемента контроля фазы, и по сложности схемы и изготовления почти ничем не отличается от последнего. Естественно, что установка его на автоматизируемых гидростанциях, не давая никаких преимуществ по сравнению с описанными схемами самосинхронизации, создает ничем не оправданное усложнение.

Отметим, что опыты, проведенные авторами статьи, совершенно неубедительны, ибо генератор малой мощности (10 квт), над которыми они экспериментировали, должен синхронизироваться с достаточно мощной сетью при любом скольжении и произвольном избыточном моменте. Опыты с генератором большой мощности, как указывают сами авторы, производились без включения в систему.

Совершенствование схемы самосинхронизации нужно вести в основном за счет разработки простых и надежных схем контроля скольжения, в частности применением реле разности частот ЦНИЭЛ.

Инж. Э. Г. Файнштейн

Схема автоматического ввода резерва с использованием проскальзывающего блок-контакта выключателя

На нескольких электростанциях южной системы осуществлены схемы автоматического ввода резервного источника питания (трансформатора, линии) с использованием проскальзывающего блок-контакта выключателя (см. рисунок).

При нормальной работе каждая секция собственных нужд питается от своего рабочего трансформатора. Резервный трансформатор с помощью двух выключателей в развилке может быть подключен к любой из рабочих секций шин.

Схема автоматического ввода резерва (АВР) действует следующим образом:

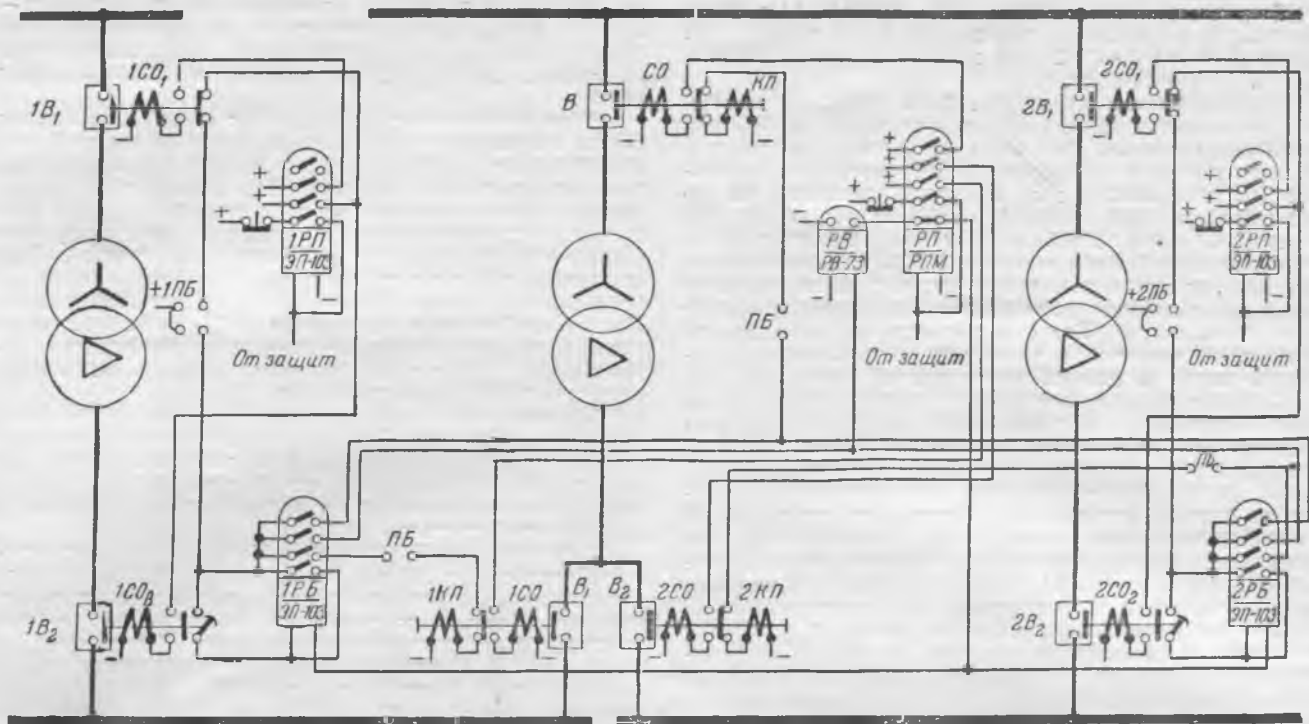
1. При отключении рабочего трансформатора от действия защиты проскальзывающий блок-контакт выключателя $1B_2$ со стороны нагрузки подает плюс на реле блокировки $1PB$. Последнее заливает и своими контактами подает импульс на общее реле времени PB и через общий переключатель блокировки PB на включение выключателей резервного трансформатора B и V_1 .

Реле времени PB , обеспечивающее импульсное действие схемы, через 0,5—1,0 сек. срабатывает и своим нормально замкнутым контактом приводит схему блокировки в исходное положение. Однократность действия АВР обеспечивается проскальзывающим блок-контактом выключателя $1B_2$.

2. При включении резервного трансформатора на устраненное короткое замыкание и при последующем

* См. статью инж. В. Н. Борисова и Д. Л. Могилевкина «Электрические станции», № 8, 1950.

¹ См. «Электрические станции», № 9, 1949, стр. 34.



отключения его от защиты нормально закрытый контакт выходного реле РП разрывает цепь блокировки и возвращает схему в исходное положение.

3. При отключении рабочего трансформатора со стороны питания (ошибочное отключение от руки или вследствие механической неисправности привода) через переключатель блокировки ПБ и блок-контакт отключившегося выключателя подается импульс на отключение трансформатора со стороны нагрузки, после чего схема АВР приходит в действие.

4. При исчезновении напряжения на шинах нагрузки и наличии напряжения на резервном источнике питания действие АВР должно обеспечиваться реле минимального напряжения (на схеме не показаны).

5. При оперативном отключении одного из выключателей рабочего трансформатора, а также при оперативном включении выключателя со стороны нагрузки необходимо предварительно деблокировать цепь АВР с помощью переключателя блокировки этого трансформатора.

Последнее условие не является обязательным и может быть устранено введением в цепь блокировки контактов ключей управления рабочих и резервного источников питания, что, однако, приведет к некоторому усложнению схемы.

Для описываемой схемы могут быть применены реле серийного заводского производства типа ЭП-103 в качестве реле блокировки 1РБ и 2РБ рабочих трансформаторов и типа РВ-73 — для реле времени АВР.

Для резервного источника питания рекомендуется в качестве выходного реле применять многоконтактное реле типа РПМ с одним нормально замкнутым контактом или в случае невозможности его получения два реле типов ЭП-101 и ЭП-103.

Описанная схема выполняется с минимальным количеством релейной аппаратуры и не содержит специальных или постоянно обтекаемых током реле с задержкой на отпадение типа РЭ, применяемых в ранее рекомендованных Теплоэлектропроект схем АВР. При любом отключении выключателя со стороны питания в связи с принятой схемой каскадного отключения выключателя со стороны нагрузки обеспечивается минимальное время действия АВР.

Схема является достаточно простой и надежной, что подтверждается длительным и успешным опытом ее эксплуатации на ряде электростанций. Недостатком схемы является необходимость изготовления на месте проскальзывающего блок-контакта выключателя ввиду того, что такого рода контакты в настоящее время нашей электропромышленностью не изготавливаются.

Инж. М. М. Гуринович

ОТ РЕДАКЦИИ

В описанной инж. Гуриновичем и используемой на ряде электростанций схеме АВР применено самозапирание выходных реле защиты. Противоаварийным циркуляром № 4/Э от 1950 г. применение такого самозапирания выходных реле, особенно на трансформаторах собственных нужд, запрещено. Это должно быть учтено в случае выполнения схем АВР с использованием проскальзывающего блок-контакта выключателя.

Использование диаграмм векторов напряжения при эксплуатационных испытаниях

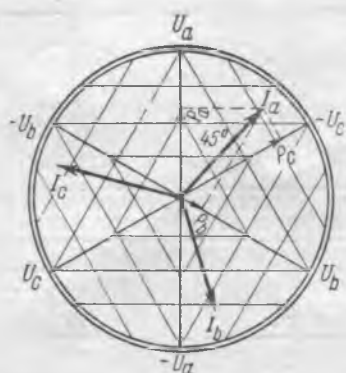
Работниками, эксплуатирующими релейную защиту, широко применяется метод построения векторных диаграмм токов на основе измерений, производимых однофазным ваттметром.

Принцип этого построения заключается в том, что токовую обмотку ваттметра включают в цепь тока, вектор которого нужно ориентировать в отношении векторов напряжения. Подводя поочередно к обмотке напряжения три симметричных сдвинутых между собой на 120° напряжения (фазовые или линейные), получают для каждого вектора тока три отсчета ваттметром.

На специальном бланке для векторных диаграмм (рис. 1) на осях соответствующих напряжений откладывают величины, пропорциональные отсчетам ваттметра при приложении этих напряжений (проекции векторов тока). Пересечение перпендикуляров, восстановленных из концов отложенных величин, определяет точку конца вектора тока на диаграмме. Последовательным включением токовой обмотки ваттметра в различные токовые цепи и повторением для каждого вектора тока отсчетов по трем напряжениям можно любое количество векторов тока ориентировать на диаграмме в отношении одной и той же системы трех симметричных напряжений, а следовательно, ориентировать векторы токов в отношении друг друга.

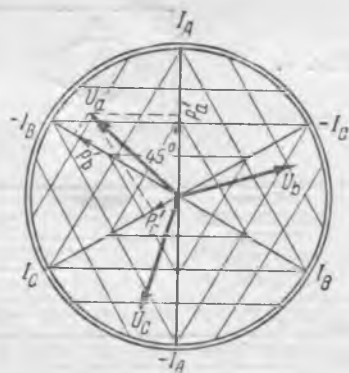
Приведенные в таблице под диаграммой примерные величины отсчетов ваттметром выражены в процентах от длины вектора тока. Изменение знака измерения на отрицательный указывается изменением направления отклонения стрелки ваттметра.

Одновременно величины, измеряемые ваттметром при равенстве по величине и симметричности искусственно выбранной системы трех фазовых токов, могут быть выра-



Напря- жение фаза	Ток в фазах		
	A	B	C
a	+70		
b	+26	+70	
c	-96	+26	+70
a		-96	+26
b			-96

Рис. 1.



Ток в фазах	Напряжение фаз		
	a	b	c
A	+70		
B	-96	+70	
C	+26	-96	+70
A		+26	-96
B			+26

Рис. 2.

жены как проекции каждого из векторов напряжения на оси трех симметрично сдвинутых на 120° токов.

Этот принцип и положен в основу снятия векторных диаграмм напряжения.

На стандартном бланке для векторных диаграмм, изменив порядок записи измерений, как указано в табличке под диаграммой рис. 2, можно построить диаграмму какого угодно количества векторов напряжения, ориентированных в отношении одной и той же системы токов, а следовательно, и в отношении друг друга. Взаиморасположение векторов напряжения совершенно не зависит от того, какая система симметричных токов принята за основу для построения диаграммы, а также от угла сдвига между этими токами и интересующими векторами напряжений. Приведенные в табличке под диаграммой примерные величины измерений выражены в процентах от длины векторов напряжения.

Выбор системы токов для отсчетов и построения векторных диаграмм напряжений

На электростанции или подстанции для измерения и построения векторных диаграмм напряжения при эксплуатационных испытаниях выбирают в качестве симметричной системы токов в трех фазах любого присоединения. В цепи трансформаторов тока этого присоединения поочередно включается токовая обмотка ваттметра. Дополнительным необходимым условием является требование, чтобы нагрузка во всех трех фазах этого присоединения была равной и неизменной по величине и $\cos \varphi$ за время снятия диаграммы.

Колебания нагрузки в пределах до 10% и угла φ на величину 10° допустимы и не внесут существенных искажений диаграммы.

При отсутствии на электростанции или подстанции присоединений, имеющих симметричную и неизменную по величине и углу φ нагрузку, можно создать ее искусственно с помощью трех реостатов, включаемых от трех фаз сети низкого напряжения собственных нужд по схеме, приведенной на рис. 3. Реостаты должны давать возможность регулировать ток в пределах от 2 до 5 а. С помощью реостатов выравнивают по амперметрам токи во всех фазах схемы. Симметричность полученной системы токов проверяется вольтметром между точками на разных фазах подводящих проводов, в которые будет включаться токовая обмотка ваттметра, и общей точкой соединения всех реостатов. Проверяется также порядок чередования фаз фазоуказателем.

Практическое использование векторных диаграмм напряжений

Фазировка. На шите управления или в распределительном устройстве электростанции или подстанции, где нужно произвести фазировку двух элементов сети, исполь-

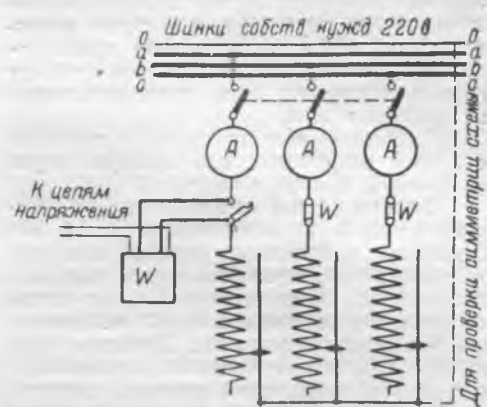


Рис. 3.

зуют токовые цепи от трансформаторов тока любого присоединения, удовлетворяющего указанным выше требованиям стабильности нагрузки, и снимают с помощью ваттметра в обычном порядке векторную диаграмму токов на двух напряжениях: от трансформатора напряжения, включенного на шины, и от трансформатора напряжения, включенного к фазизируемому элементу сети. Записав результаты отсчетов P в таблицу в порядке, указанном на рис. 2, строят векторные диаграммы напряжений, которые прямо укажут взаиморасположение векторов однофазных фаз, а следовательно, какие пересоединения необходимы в случае несовпадения фаз. Взаиморасположение на диаграмме векторов напряжения при этом порядке записи замеров совершенно не зависит от угла сдвига выбранного тока от напряжений.

Примерные диаграммы некоторых случаев фазировки приведены на рис. 4. Величины в таблице под рисунком выражены в процентах от длины векторов напряжения и для угла между соответствующими фазами тока и напряжения от шин, равного 30° . При совпадении фаз идентичность измерений по одинаковым фазам напряжения в таблице дает возможность судить о совпадении фаз и без построения диаграммы.

Этот метод, многократно применявшийся автором при фазировках в сети 110 и 35 кВ, дает чрезвычайно наглядный и точный результат фазировки на диаграмме и применим в случае необходимости произвести фазировку на высоком напряжении при наличии лишь одного трансформатора напряжения, поочередным переключением его на оба фазизируемых напряжения¹.

Метод фазировки с помощью векторных диаграмм с использованием однофазного тока от собственных нужд и специальных таблиц для расшифровки полученных измерений, предложенный инж. Лейкфельдом и инж. Рыплиным², значительно более сложен и менее нагляден.

Проверка группы соединения трансформаторов. В эксплуатации для параллельной работы трансформаторов двух или нескольких подстанций через сеть важно знать фактическую группу соединения трансформаторов принятой на соединяемых подстанциях расцветке шин. В практике эксплуатации имели место случаи, когда ряд лет эксплуатирующиеся подстанции с трансформаторами одной и той же группы не могли быть соединены для параллельной работы на низшем напряжении через сеть из-за разной расцветки шин и соответственно неодинакового включения трансформаторов.

Применение метода векторных диаграмм напряжения позволяет без отключения трансформаторов под нагрузкой провести группу соединения трансформаторов между всеми обмотками трансформаторов, на стороне которых имеются трансформаторы напряжения. Если трансформаторы напряжения подключены непосредственно на выводах обмоток каждого трансформатора, векторные диаграммы напряжений укажут группу соединения трансформатора. Ес-

¹ „Электрические станции“, № 10, 1946.

² „Электрические станции“, № 8, 1950.

ли же трансформаторы напряжения имеются только на шинах, к которым присоединяются обмотки нескольких трансформаторов, векторные диаграммы укажут группу соединения всех трансформаторов по расцветке шин.

Примерный вид диаграмм и характер отсчетов, получаемых при проверке групп соединения, приведен на рис. 5.

Диаграммы асимметрии напряжений. В эксплуатации часто наблюдаются в отдельных участках сети значительные асимметрии фазовых и линейных напряжений. Чаще всего это имеет место в сетях как с изолированной нейтралью, так и в компенсированных. Характер и величина асимметрии меняются в зависимости от коммутационного режима, нагрузок и емкости электрически связанного участка сети. При отсутствии возможности осциллографирования снятие векторных диаграмм указанным выше методом может дать искажение фазовых и линейных напряжений. Автор при первых опытах питания тупиковых подстанций 110 кВ по двум фазам получал диаграммы напряжений, способствовавшие анализу явлений. Измерения и построение диаграммы в этом случае обязательно должны производиться при искусственно созданной симметричной системе токов от собственных нужд с помощью реостатов по указанной схеме рис. 3 в силу нарушения симметрии нагрузок по фазам на всех присоединениях питаемой по двум фазам подстанции.

Метод построения векторных диаграмм напряжения широко применяется также для проверки правильности соединения вторичных обмоток трансформаторов напряжения и вывода их цепей на щит управления и к панелям релейной защиты.

Применение этого метода при проверке правильности соединения вторичных обмоток трансформаторов напряжения в открытый треугольник для защит от замыканий на землю ускоряет проверку и дает наглядную диаграмму сочетания векторов фазовых напряжений в треугольнике.

Инж. А. А. Васильев

Проверка защит вновь включаемых объектов рабочим током и напряжением

При включении новых подстанций и линий электропередачи к ним зачастую нет возможности проверить защиты на этих объектах рабочим током. Нагрузка на многих новых подстанциях растет довольно медленно. Так, на одной из вновь включенных подстанций 35/6 кВ с установленной мощностью 11 200 кВА нагрузка за 6 мес. после включения выросла только до 400 кВт. По условиям проверок защит (дифференциальных, направленных, дистанционных) рабочим током и напряжением эта нагрузка явно недостаточна, чтобы быть уверенным в правильном сочетании токов и напряжений, подводимых к реле. Чтобы выйти из этого затруднения, предлагается простой способ

Рис. 4.

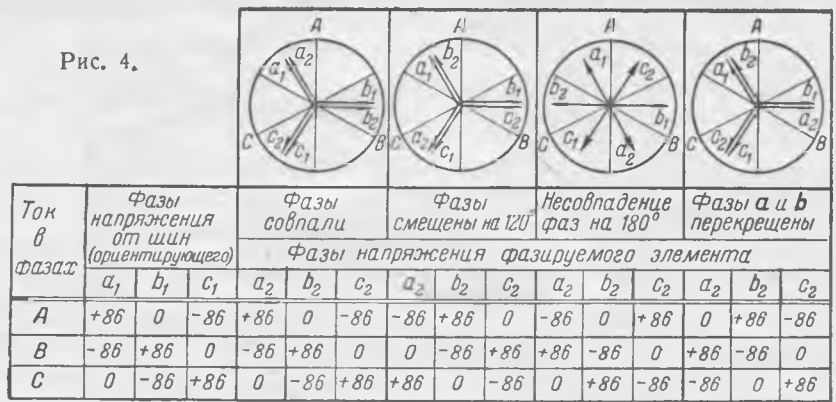
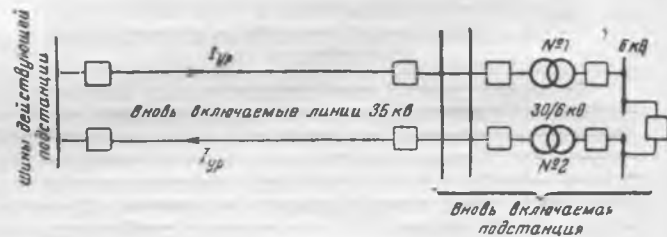


Рис. 5.



искусственного создания реактивной нагрузки, благодаря которому можно, не ожидая возрастания рабочей нагрузки, проверить защиты рабочим током и напряжением. Для этой цели используется уравнильный ток трансформаторов, включенных на параллельную работу с разными ответвлениями обмоток (например, трансформаторов № 1 и 2 схемы, показанной на рисунке).



Уравнильный ток в каждом конкретном случае можно определить заранее, зная сопротивление линий и трансформаторов и разность напряжений, определяемую включением трансформаторов с неодинаковыми ответвлениями.

Так как направление протекания уравнильной мощности известно, то, создав такую схему, можно проверить под нагрузкой не только защиты трансформаторов, но и направленные защиты линий.

Инж. М. И. Клаверов

ХРОНИКА

В Техническом управлении Министерства

О заполнении бланка переключений

Техническое управление МЭС эксплуатационным циркуляром № 4/Э от 9 июля 1951 г. предлагает при заполнении бланка переключений руководствоваться следующим:

1. Бланк, форма которого показана ниже, должен заполняться (обязательно чернилами) для каждого переключения, производимого в установках напряжением свыше 1000 в в нормальных эксплуатационных условиях.

БЛАНК ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ № _____

электростанция
подстанция

_____ начало: _____ час. _____ мин.
_____ 195 г. _____ конец: _____ час. _____ мин.

Задание _____

Последовательность производства операции при переключении _____

Лицо, производящее операции _____ Лицо, контролирующее
(подпись) _____ (подпись)

Исключение составляют:

а) единичные операции по включению или отключению выключателя, отключению заземляющих разъединителей, а также по снятию одного комплекта переносных заземлений;

б) операции, проводимые полностью дистанционно со щита управления, при наличии блокировки выключателей с разъединителями;

в) операции на аппаратуре одного присоединения на подстанциях, полностью оборудованных блокировкой выключателей с разъединителями, находящейся в исправном состоянии;

г) переключения при ликвидации аварий, которые производятся без бланка переключения.

При переключениях для полного снятия напряжения с подстанции по бланку переключения производятся только операции по отключению всех возможных источников питания, после чего отключение всех остальных присоединений производится без бланка переключения. При подаче напряжения на подстанцию операции производятся по бланку переключения в общем порядке.

2. Операции записываются в той последовательности, в которой их надлежит производить. Запись проверяется по оперативной или mnemonicской электрической схеме до производства переключений.

Проверка отсутствия напряжения; проверка положения выключателей и разъединителей; проверка снятия за-

землений; наложение и снятие заземлений; проверка распределения нагрузок; установка или снятие предохранителей в цепи управления или трансформаторов напряжения; переключения в цепи защиты и т. д., наряду с непосредственными операциями коммутационными аппаратами, являются отдельными операциями и записываются в бланк переключения.

В бланке переключения не следует делать записи о запираании рукояток разъединителей и выключателей, вывешивании и снятии предупредительных плакатов, установке и удалении ограждений (временных и постоянных) и т. п.

3. Бланк заполняется до производства операции одним из лиц, принимающих участие в переключениях.

4. Бланк подписывается как лицом, производящим операцию, так и лицом контролирующим.

При дежурстве одного человека бланк зачитывается по телефону работнику, отдавшему распоряжение (а при переключениях на присоединениях потребителей, не находящихся в ведении диспетчера, — начальнику подстанции), после чего дежурный записывает фамилию этого лица в графу «лицо контролирующее».

5. При производстве переключений о выполнении каждой операции контролирующим лицом делается отметка в бланке.

6. Правильность заполнения бланка систематически контролируется начальником электроцеха станции или его заместителем и начальником подстанции, которые обязаны визировать бланк не позднее чем через 10 дней после его заполнения. С обнаруженными ошибками должен быть ознакомлен весь вахтенный персонал.

7. Чистые бланки переключения выдаются дежурному персоналу заранее пронумерованными администрацией электроцеха или сетевого района.

Бланки используются в порядке их нумерации. По использовании бланк погашается перечеркиванием (желательно цветным карандашом). Испорченные бланки, а также заполненные, но по которым операции не производились, должны храниться наравне с использованными. Такие бланки погашаются путем наложения надписи «испорчен» или «операция не производилась».

Бланк должен храниться в течение 3 мес., после чего он может быть уничтожен.

8. В связи с изложенным решение № 111 (см. «Сборник директивных материалов Технического отдела МЭС», Электрическая часть, Госэнергоиздат, 1950 г., стр. 191) отменяется.

В Производственно-техническом управлении по строительству и монтажу

О заделке контрольных кабелей с бумажной изоляцией в стальных воронках

Техническое управление по строительству и монтажу выпустило инструкцию по заделке контрольных кабелей с бумажной изоляцией в стальных воронках (И-8-50). Инструкция излагает метод заделки контрольных кабелей с медными жилами и изоляцией из пропитанной

кабельной бумаги, примененный в практике монтажных работ Центральноэлектросетьстроя.

Применение указанного метода заделки кабеля проверено пока при присоединении электрических приборов и аппаратов в распределительных устройствах электростанций и подстанций.

В инструкции даны технологические процессы заделки, выполнения заземления и заливки кабельной массой, а также приведены чертежи типовых стальных концевых воронок и их деталей с размерами и данные для подбора типов воронок по размерам кабелей.

О применении древесины лиственных пород в строительстве

Техническим управлением по строительству и монтажу выпущена временная инструкция по применению древесины лиственных пород в строительстве (И-7-80). Эта инструкция предлагается для руководства при проектировании и производстве работ в строительстве объектов системы Министерства электростанций.

В инструкции определяются область применения древесины лиственных пород в строительстве, классификация древесины, приведены технические условия на пиломатериалы лиственных пород и требования в отношении степени точности и чистоты обработки пиломатериалов лиственных пород в соответствии с ГОСТ.

В инструкции даются правила и порядок маркировки, приемки, обмера, учета и хранения указанных пиломатериалов.

Совещание по обмену опытом механизации работ и внедрения скоростных методов монтажа на электростанциях

1—5 июня с. г. в Москве проходило совещание передовых рабочих и ИТР по обмену опытом механизации работ и внедрения скоростных методов на монтаже тепловых и гидравлических электростанций Министерства электростанций. Совещание заслушало и обсудило ряд докладов и сообщений с мест об опыте скоростного монтажа и механизации трудоемких работ.

Главный инженер Главпромэнергомонтажа т. Григорьев, анализируя работу монтажных организаций в период послевоенной пятилетки, отметил значительный рост парка монтажных механизмов и личного состава монтажных организаций. Количество монтажного оборудования увеличилось за это время: передвижных кранов—в 20 раз, стационарных кранов—в 4 раза, электролебедок—в 9 раз, сварочных аппаратов—в 30 раз и т. д. Личный состав монтажных организаций увеличился более чем в 4 раза. Энерговооруженность одного монтажника выросла с 0,58 квт в 1946 г. до 2,4 квт в 1951 г., а с учетом мощности сварочных трансформаторов—до 4,8 квт. Освоена новая техника монтажа оборудования высокого давления. Монтажники Министерства электростанций успешно справились с монтажом турбин высокого давления 100 тыс. квт, 90 ат и крупных котлоагрегатов 230 т/час, 100 ат, 500°С. Передовой метод блочной сборки оборудования стал общепринятым. На монтаже котлов и турбин отечественного производства применяются технологические карты. Для крупных монтажей составляются проекты производства работ.

Таким образом, общий уровень технической организации монтажа значительно возрос. Тем не менее ряд заданий 1950 г. по вводу новых мощностей не выполнен.

В 1951 г. перед монтажниками поставлены серьезные задачи по вводу новых мощностей; необходимо смонтировать котлов и турбин на 45% больше, чем в 1950 г. Для осуществления этого необходимо полностью использовать технику, тщательно проводить подготовку производства, правильно расставить кадры. В проектах производства работ следует уделять больше внимания вопросам организации сборочных площадок и оснащению их монтажными механизмами. Необходимо использовать пе-

редовой опыт отдельных монтажных участков; сейчас этот недостаток популяризуется и изучается. Недостаточное внимание уделяется вопросам комплексной механизации монтажных работ.

Главный инженер треста Мосэнергострой С. Б. Гробкопатель посвятил свой доклад вопросам совмещения строительных и монтажных работ на электростанциях, в частности на работах по сооружению главного корпуса. На одной крупной электростанции подземная часть главного корпуса со всеми железобетонными фундаментами была построена на всю первую очередь станции. Строительные работы по сооружению надземной части, начиная с монтажа металлоконструкций, велись параллельно с монтажом тепломеханического оборудования по совмещенному графику.

Для монтажа строительных металлоконструкций применялись два башенных крана грузоподъемностью каждый 25 т. Монтаж блоков первых двух и частично третьего и четвертого котлов производился порталным краном грузоподъемностью 50 т. Окончание монтажа этих четырех котлов и полный монтаж всех остальных производился мостовым краном котельной грузоподъемностью 30 т. Монтаж металлоконструкций главного корпуса начался через 1—1½ месяца после начала монтажа котлов.

Отдавая предпочтение мостовому крану в котельной перед порталным краном, докладчик считает, что металлоконструкции первых ячеек главного корпуса, мостовые краны котельной и машинного зала должны быть готовы до начала монтажа технологического оборудования.

Главный инженер Мосэнергомонтажа В. М. Габриелов рассказал более подробно о положительном опыте работы мостового крана на монтаже котельного оборудования той же трэс, отметив его преимущества перед всеми другими типами монтажных кранов.

То же мнение высказал и представитель Севэнергомонтажа т. Булгаков, поделившийся опытом работы мостового крана на монтаже котлоагрегатов высокого давления типа ПК-10. Грузоподъемность этого крана 55 т, с вспомогательным крюком 10 т.

Главный инженер Центрэнергомонтажа С. Л. Федосеев выступил на совещании с обширным докладом о монтажных механизмах. Сравнивая экономичность работы основных монтажных подъемных приспособлений, докладчик приходит к выводу, что на первом месте стоит мостовой кран, за ним—портальный кран, затем—Г-образный и монтажные стрелы. Докладчик отметил значительную потребность в передвижных железнодорожных и гусеничных кранах и недостаток их на монтажных площадках.

Инж. В. А. Ларичев сообщил об условиях работы металла в установках высокого давления. Усложнение работы на монтаже оборудования высокого давления имеет место главным образом за счет применения специальных сталей. Это обязывает монтажный персонал резко повышать техническую культуру своей работы, так как при неправильном монтаже оборудования из легированных металлов можно свести на-нет все положительные свойства этих материалов. Особое внимание следует уделять контролю за марками металла труб.

Начальник отдела монтажных работ Производственно-технического управления по строительству и монтажу Министерства электростанций С. П. Гончаров сообщил о работах, проводимых этим управлением в области технической организации монтажных работ, типизации и информатизации. Наиболее значительными являются работы по проектированию типовых электростанций, по централизации изготовления котельно-вспомогательного оборудования и станционных трубопроводов и по нормализации узлов оборудования.

Касаясь вопросов скоростного монтажа и определив его признаки, т. Гончаров отмечает неудовлетворительную разработку технологических процессов монтажа вспомогательного оборудования.

На совещании были заслушаны несколько докладов, посвященных вопросам сварки (т. Якобсон, Любашевский Долгих и др.).

Выступившие на совещании стахановцы, бригадиры и мастера тт. Коваленко, Пешков, Швец, Кривельчук, Страдовский и др. поделились своим производственным опытом.

Совещание приняло обращение ко всем рабочим и ИТР—монтажникам тепловых и гидравлических электростанций Министерства электростанций.



ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Рост стоимости строительства электростанций в США

Стоимость сооружений электрических станций в США из года в год повышается. Однако этот рост стоимости не всегда находит достаточное отражение в ежегодно публикуемых статистических и отчетных данных, которые обычно содержат средние показатели. Эти показатели получаются из балансовой стоимости объекта, включающей затраты предыдущих лет, т. е. периода значительно более низких цен, чем в соответствующий отчетный год.

Таким образом, официальная американская статистика, прикрываясь завесой средних показателей, создает заведомо неправильное представление о динамике роста стоимости строительства электростанций, демонстрируя видимость относительного «благополучия» в этой области.

Некоторые данные, характеризующие повышение стоимости строительства электростанций, содержатся в одной из статей февральского номера журнала *Power Gen.* за 1951 г. Автор указанной статьи обработал большой статистический материал по различным индексам стоимости промышленного строительства, публикуемым в американской печати. Исходя из этих индексов, он приходит к выводу, что если стоимость строительства к началу 1940 г. принять за 100, то соответствующий индекс для строительства к началу 1951 г. должен быть оценен в 250, т. е. стоимость промышленного строительства в США за 10 лет возросла в 2,5 раза.

Для иллюстрации своих выводов автор статьи приводит диаграмму (см. рисунок), на которой линия 1 изображает индекс роста стоимости промышленного строительства в США за период 1940—1950 гг. (индекс 1940 г. принят за 100), а линия 2 дает индекс стоимости сооружения электростанций за тот же период. Как видно из диаграммы, стоимость сооружения электростанций за указанный период повышается быстрее стоимости прочего промышленного строительства, что связано с быстрым ростом цен на энергетическое оборудование, доля которого в общей стоимости электростанции достигает 60—70%. Автор статьи считает, исходя из оценки общей конъюнктуры в США, что индекс стоимости строительства электростанций в 1951—1952 гг. должен составлять 250 против 210 в 1950 г.

Основываясь на этих данных, автор приходит к выводу, что если необходимо для целей выявления эффективности новых проектных решений определить стоимость сооружения вновь проектируемых и уже выстроенных электростанций, то предварительно следует привести балансовую стоимость действующей электростанции к ее стоимости в современных ценах. Кроме того, нужно учесть также особенности сравниваемых станций, заключающиеся в типах сооружения (размещение оборудования в здании или, частично, на открытом воздухе), в видах топлива и способах его сжигания, начальных параметрах, типах водоснабжения и т. п.

Для приведения стоимости станций с различными техническими характеристиками, параметрами, топливом, числом агрегатов и пр. автор рекомендует производить пересчет стоимости станций, уравнивая эти характеристики с помощью следующих показателей.

Топливо. Станция на твердом топливе должна иметь более высокую стоимость, чем на жидком топливе или газе, так как помимо дополнительных устройств по топливоприготовлению, для сжигания твердого топлива требуются топки большого объема, а следовательно,

и большие затраты не только на котлоагрегат, но и на здание, фундаменты и пр.

Дополнительная стоимость топок для твердого топлива (по сравнению с газом) составляет около 1,9% от приведенной стоимости 1 установленного киловатта в ценах 1948 г.; стоимость топливоподач и топливоприготовления — около 9,4%, стоимость мазутного хозяйства — около 1,25% в тех же ценах.

Параметры пара. Если принять за исходные пользовавшиеся ранее в США широким распространением параметры пара 60 *ata* и 480°С, то переход на 88,5 *ata* и 510°С дает в целом по электростанции удорожание на 2,5%; переход на 102 *ata* и 536°С дает удорожание на 3,75% и переход на 102 *ata* и 536°С с промежуточным перегревом до 536°С дает удорожание 6,25%.

Число котлоагрегатов. Применение блока котел—турбина может дать снижение стоимости котельного оборудования примерно на 25%, или по всей стоимости станции около 4,5%.

Водоснабжение. Стоимость сооружения гради-рен, включая устройство для снижения жесткости добавка воды может быть оценено около 3,75% от стоимости станции в ценах 1948 г.

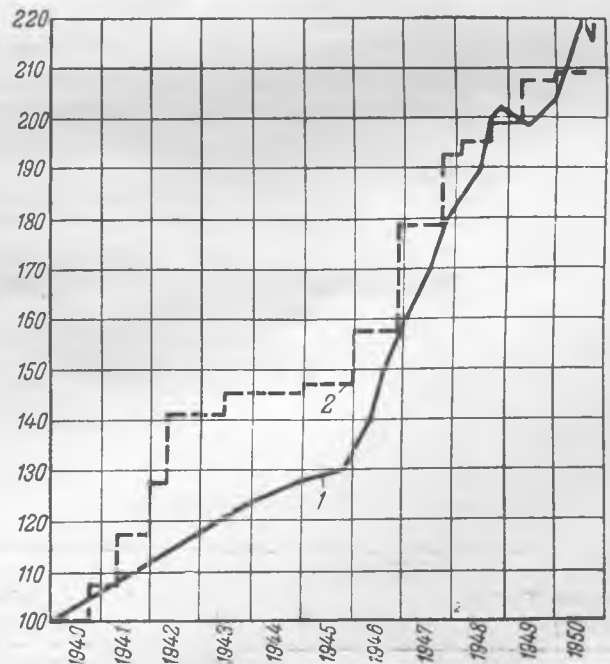
Открытые станции. Снижение затрат в случае применения открытых станций (целиком или частично открытых) может быть оценено следующим образом:

а) установка на открытом воздухе только турбин или котлов — 2,87%;

б) открытая установка котлов и турбин с закрытой установкой собственных нужд — около 3,75%;

в) полностью открытая станция (кроме помещения с контрольно-измерительной аппаратурой) — 6,25%.

В таблице автор приводит примерный расчет проектной стоимости станции, подлежащей сооружению в 1952 г. на основе данных о стоимости 5 электростанций высокого



	Вновь проектируемая станция	Существующие станции				
		Риверсайд	Освего	№ 80*	№ 127*	№ 142*
Основные проектные данные						
Топливо	Уголь, мазут и газ	Уголь	Уголь	Уголь и мазут	Уголь	Уголь
Параметры пара:						
давление, <i>атм</i>	87,5	70	87,5	70	70	87,5
температура, °С	510	490	470	490	490	490
Число турбин	2	2	2	2	1	2
Мощность турбин, тыс. <i>квт</i>	60	60	80	60/74	60/74	60/74
Число котлов	2	2	2	2	2	2
Время сооружения	1951—1952 гг.	1941—1944 гг.	1938—1941 гг.	1940—1944 гг.	1948—1949 гг.	1948—1949 гг.
Относительная стоимость 1 установленного киловатта по отчету (балансовая стоимость), %		120	100	121	200	191
То же, пересчитанная в цены 1951—1952 гг. с уравнением технических характеристик применительно к вновь проектируемой станции		224	229	234	248	239
Принимаемая стоимость проектируемой электростанции в ценах 1951—1952 гг. в процентах к стоимости электростанции в 1938—41 гг.	245	—	100	—	—	—

* Номера станций по обзорам в журнале *Electric World*, 3/VII 1948 г. и 24/IV 1950 г.

давления, сооруженных в течение последних 10 лет. В этой таблице стоимость сооружения электростанции Освего принята за 100%. Пересчет для стоимости станции в цены 1951—1952 гг. сделан с внесением коррективов на разницу в режимных характеристиках отдельных электростанций.

Таким образом, стоимость сооружения электростанции мощностью порядка 120—150 тыс. *квт* с агрегатами 60/75 тыс. *квт* в современных ценах, по подсчетам автора статьи, должна быть почти в 2,5 раза больше, чем до войны, что значительно выше ранее приводившихся в американской печати статистических данных, например в обзоре Ноултона за 1948 г. (*Electric World*, 3/IV 1948).

Вместе с тем имеются некоторые данные, говорящие о том, что автор указанной статьи несколько преуменьшил рост стоимости сооружений станций. Так, в журнале *Electric World* от 26/II 1951 г. помещены сравнительные расчеты (32 варианта) по выбору началь-

ных параметров пара для электростанции проектной мощности 960—990 тыс. *квт* с агрегатами по 110—160 тыс. *квт*, причем в этих расчетах стоимость 1 установленного киловатта была оценена превышающей балансовую стоимость электростанции Освего в 2,35 раза.

Если учесть, что по данным американских статистических обзоров (см. выше) увеличение мощности станции в 4—5 раз дает снижение стоимости 1 установленного киловатта на 30—45%, то очевидно, стоимость электростанции на высокие начальные параметры пара мощностью 120—160 тыс. *квт*, сооружение которой анализируется выше в таблице, должна составить величину, почти в три раза большую, чем стоимость электростанции Освего в 1938—1941 гг., принятую выше за 100%.

(Обзор составлен по журналам: *Power Gen.*, II, 1951; *Electric World*, 3/VII 1948, я 26/II 1951).

С. Б.



Сдано в набор 28/VII 1951 г.
Бумага 60×92¹/₈
Т-06823

Объем 8 печ. л.
Тираж 9 600 экз.

Подписано к печати 29/VIII 1951 г.
Уч.-изд. л. 10,5
Зак. 1278

Типография Госэнергоиздата. Москва, Шлюзовая наб., 10

Вниманию авторов

При подготовке статей для журнала «Электрические станции» авторам необходимо выполнять следующие требования:

1. Объем статей не должен превышать 10—15 страниц текста, *напечатанного на машинке на одной стороне листа через два интервала (обязательно первый экземпляр)*. В виде исключения статьи могут быть представлены четко написанными от руки на одной стороне листа.

2. Формулы и иностранный текст должны быть написаны разборчиво. В формулах обязательно выделять прописные и строчные буквы, индексы писать ниже строки, показатели степени — выше строки; на полях рукописи делать отметки, каким алфавитом в формулах обозначены буквы, и давать другие пояснения к формулам.

3. Статьи иллюстрировать photographиями и чертежами, однако число их должно быть минимально необходимым. Чертежи выполнять тушью или карандашом, надписи и обозначения писать четко. Снимки направлять четкие и контрастные размером не менее 9×12 см, в двух экземплярах.

В тексте статьи обязательно делать ссылки на рисунки, причем обозначения в тексте должны строго соответствовать обозначениям на рисунках.

Каждый чертеж или photographия должны иметь порядковый номер, соответствующий его номеру в тексте, и подпись.

Чертежи и фото в тексте не вклеивать, а прилагать их отдельно, составив на них опись.

4. В табличном материале точно обозначать единицы измерения. Наименования давать полностью, не сокращая слов. Не давать слишком громоздких таблиц.

5. Иностранные единицы измерения обязательно переводить в принятые у нас в Союзе меры длины, веса и др.

6. **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, I этаж, помещ. 164, редакции журнала «Электрические станции».

ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

ВЫШЛИ ИЗ ПЕЧАТИ

- АКОПЯН А. А., БУТКЕВИЧ Г. В., ДМОХОВСКАЯ Л. Ф. и др.**, Техника высоких напряжений, ч. I. Под общ. редакцией Сиротинского Л. И. Допущено Министерством высшего образования СССР в качестве учебника для энергетических и электротехнических высших учебных заведений и факультетов, 1951 г., стр. 292, тир. 7 000, ц. 18 р.
- БАБИКОВ М. А.**, Электрические аппараты, ч. I. Основы теории. Допущено Министерством высшего образования СССР в качестве учебного пособия для энергетических и электротехнических вузов и факультетов, 1951 г., стр. 420, тир. 10 000, ц. 15 р.
- БАРДАХ И. М.**, Самодельные усилители для радиоузлов (Массовая радиобиблиотека, вып. 106), 1951 г., стр. 32, тир. 25 000, ц. 1 р.
- БЕЛЬСКИЙ И. Р., БЕСЕКЕРСКИЙ В. А., ДОНСКОЙ А. В. и др.** Под редакцией Пресса С. А. Общая электротехника. Допущено Министерством высшего образования СССР в качестве учебного пособия для неэлектротехнических высших учебных заведений, 1951 г., стр. 640, тир. 50 000, ц. 23 р.
- А. А. и др.**, Электрическая часть станций
- БУЛГАКОВ А. А.**, Электронные устройства автоматического управления, 1951 г., стр. 420, тир. 6 000, ц. 15 р. 85 к
- БУТКЕВИЧ Ю. В., ВАСИЛЬЕВ А. А., ГЛАЗУНОВ** и подстанций. Под редакцией заслуженного деятеля науки и техники проф. Глазунова А. А. Допущено Министерством высшего образования СССР в качестве учебника для энергетических институтов и факультетов, 1951 г., стр. 744, тир. 20 000, ц. 24 р. 35 к.
- БЯЛИК Г. И.**, Широкополосные усилители (Массовая радиобиблиотека, вып. 104), 1951 г., стр. 104, тир. 25 000, ц. 3 р. 10 к.
- ВАЙНРИБ Е. А. и МИЛЮТИН В. И.**, Электронная оптика, 1951 г., стр. 240, тир. 4 200, ц. 10 р. 20 к.
- ГОРБУТОВИЧ Г. Д.**, Руководство электросварщику по добыче торфа, 1951 г., стр. 56, тир. 2 000, ц. 1 р. 45 к.
- ГОХШТЕЙН Д. П.**, Энтропийный метод расчета энергетических потерь, 1951 г., стр. 112, тир. 3 000, ц. 4 р. 50 к.
- ГОРЮНОВ П. Н., ПИГИН С. М., ШУМИЛОВСКИЙ Н. Н.** Электрические счетчики. Теория, расчет и конструирование, 1951 г., стр. 496, тир. 6 000, ц. 26 р. 20 к.
- ДЮЖИН В. И.**, Стахановцы-рационализаторы предприятий Ярославского торфогреста (новаторы производства в торфяной промышленности), 1951 г., стр. 60, тир. 2 000, ц. 90 к.
- ЕЛЪЯШКЕВИЧ С. А.**, Промышленные телевизоры и их эксплуатация (массовая радиобиблиотека, вып. 103), 1951 г., стр. 112 + 3 вкл., тир. 25 000, ц. 4 р. 15 к.
- ЖИРИЦКИЙ Г. С.**, Паровые машины, 6-е переработанное издание. Допущено Министерством высшего образования СССР в качестве учебного пособия для энергетических и машиностроительных вузов и факультетов, 1951 г., стр. 280, тир. 7 000, ц. 17 р. 50 к.
- КАЛАНТАРОВ П. Л. и НЕЙМАН Л. Р.**, Теоретические основы электротехники, 3-е переработанное издание. Допущено Министерством высшего образования СССР в качестве учебного пособия для энергетических и электротехнических вузов и факультетов, 1951 г., стр. 464, тир. 25 000, ц. 24 р. 45 к.
- МАЛОВ В. С.**, Телемеханика в энергетических системах. Допущено отделом учебных заведений Министерства электростанций СССР в качестве учебного пособия для энергетических техникумов, 1951 г., стр. 360 + 2 вкл., тир. 10 000, ц. 10 р. 80 к.
- МАНСУРОВ Н. Н. и ПОПОВ В. С.**, Руководство к лабораторным работам по теоретической электротехнике. Допущено управлением учебными заведениями Министерства электропромышленности СССР в качестве учебного пособия для электромеханических техникумов, 1951 г., стр. 155, тир. 10 000, ц. 5 р.
- НА ПОЛЯХ СУШКИ ТОРФА.** Опыт бригадира Анны Гуськовой, применившей передовые стахановские методы труда на полях сушки торфа (новаторы производства в торфяной промышленности), 1951 г., 32 стр., тир. 2 000, ц. 50 к.
- ЛАЗАРЕВ А. В.**, Уборка фрезерного торфа машинами УМПФ-4 на высоких скоростях (новаторы производства в торфяной промышленности), 1951, стр. 52, тир. 2 000, ц. 85 к.
- СЕМЕНЕНКО Н. А.**, Вторичные энергетические ресурсы промышленности, 1951 г., стр. 204, тир. 4 000, ц. 11 р.
- СОЧЕВАНОВ В. Г.**, Гальванические элементы. Допущено отделом учебных заведений Министерства промышленности средств связи СССР в качестве учебного пособия для техникумов, 1951 г., 272 стр. + 1 вкл., тир. 5 000, ц. 8 р. 15 к.
- ФЕДОРОВ А. А. и КНЯЗЕВСКИЙ Б. А.**, Электроснабжение промышленных предприятий. Допущено Министерством высшего образования СССР в качестве учебного пособия для энергетических и электротехнических высших учебных заведений и факультетов, 1951 г., стр. 359, тир. 10 000, ц. 19 р. 70 к.

Продажа в книжных магазинах и киосках книготоргов
Издательство никаких заказов не выполняет