

ЭЭ ЛЭКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

5



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1955

СОДЕРЖАНИЕ

Передовая — Повысить надежность котельных агрегатов	1	Б. Н. Козлов — Стационарная пылесосная установка для механизированной уборки производственных помещений	49
А. Н. Лебедев — Теплопоглощение отдельных поверхностей в топке и опытного экрана двухстороннего освещения	4	А. В. Деблер — Об устройстве пожаротушения водой в турбогенераторах	49
И. И. Аграчев и Л. А. Мелентьев — Однотрубная система теплофикации городов и промышленности	8	Е. Д. Сапир — Об одной особенности защиты типа ДФЗ-2	50
В. Б. Пакшвер — О схемах теплоснабжения городов	13	М. А. Баркан — Повреждения соединительных муфт на подводной кабельной линии 35 кв	51
Р. Н. Виндман и А. А. Николаев — Вопросы теплофикации городов и промышленности	18	ОТКЛИКИ И ПИСЬМА	
М. Л. Больник и М. В. Черкасов — Комплексная механизация выемки котлована под главный корпус	22	О. Г. Вексельман — На статью Т. П. Мусатова „О защитном тросе на двухцепной линии электропередачи 110 кв“	53
Д. А. Черков — О температурном коэффициенте теплопроводности для теплоизоляционных материалов	24	Е. М. Французов — На статью П. Ж. Озола „Автоматический повторный пуск электродвигателей“	54
В. М. Горнштейн — Нарушение устойчивости (лавина напряжения) в части энергосистемы	26	М. Е. Иерусалимов и И. К. Федченко — К вопросу координации линейной изоляции“	54
Э. С. Лукашов — Об устойчивости регулирования возбуждения электромагнитным корректором напряжения	31	ХРОНИКА	
А. Ш. Фридлянд — Автоматическое повторное включение с улавливанием и контролем синхронизма встречного напряжения	34	В Техническом управлении Министерства	
ДИСКУССИЯ		О сушке генераторов после попадания воды на обмотки	55
Об объеме инструкций и оперативной документации для электроподстанций		О внесении изменений в „Руководящие указания по выбору и применению кабелей и изолированных проводов с алюминийевыми и медными жилами“	56
А. М. Рыцлин	38	Об изменении в Противоаварийном циркуляре № Э-11/54	56
В. М. Благонадеждин	39	Об изменении правил Котлонадзора о проверке предохранительных клапанов	56
Б. А. Князевский	39	О нагреве изоляции трансформаторов током при оценке ее влажности	56
И. В. Вольфсон	40	В Главной инспекции по эксплуатации	
Т. П. Мусатов	41	Об изменении в постановке работы с персоналом электростанций и сетей	57
Е. Ф. Иоффе	42	Резолюция сессии по дальнейму теплоснабжению и параллельной работе тэд по теплу	57
ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ		ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ	
С. П. Бакшт — Монтаж металлических резервуаров при помощи понтона	44	А. П. Саликов — Развитие газовых турбин в зарубежных странах	59
Н. Л. Бутенко — Новый метод сборки экранных блоков котла	45	А. М. Берковский — Применение селеновых выпрямителей в схемах возбуждения крупных синхронных машин	62
А. Н. Арондар — Опыт монтажа металлоконструкций каркаса здания гидроэлектростанции	45	КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ	
В. Н. Фрейцес — Заварка сквозной трещины барабана котла высокого давления	46	Я. З. Казавчинский и В. С. Мартыновский — Об ошибках в рецензии Г. И. Фукса на книгу М. П. Вукаловича и И. И. Новикова „Техническая термодинамика“	63
ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ МЕТОДОМ			
Н. А. Горбунов и М. И. Дзалаев — Упрощение и повышение надежности электромеханической автоматики тепловых процессов	48		



Адрес редакции: Москва, Б. Черкасский пер., д. 2.

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

Прием редакции: от 12 до 16 час.

по понедельникам и пятницам от 14 до 18 час.

членами редколлегии: по пятницам от 18 до 20 час.

Вологодская областная универсальная научная библиотека

www.booksite.ru

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

5

МАЙ
1955

Орган Министерства электростанций СССР

26-й ГОД ИЗДАНИЯ

Советские энергетики! Быстрее вводите в действие новые мощности на электростанциях и в электросетях, улучшайте их использование, снижайте расход топлива! Шире внедряйте передовую технику!

(Из призывов ЦК КПСС к 1 мая 1955 г.)

Повысить надежность котельных агрегатов

Резко возрастающее потребление электрической энергии промышленными предприятиями, сельским хозяйством и бытовыми нуждами населения требует улучшения работы всех звеньев энергосистем и в том числе тепловых электростанций.

Несмотря на значительный рост надежности тепловых электростанций, имеются еще значительные резервы, использование которых является важнейшей задачей.

Одним из источников использования резервов являются котельные цехи. В 1954 г. основной прирост мощности тепловых электростанций шел за счет установки котлов и турбин высокого давления. Количество введенных в эксплуатацию котлов высокого давления в 5,9 раза превысило количество введенных на электростанциях котлов среднего и повышенного давления, в основном с естественной циркуляцией. К концу прошлого года на тепловых электростанциях работало 97% котлов с естественной циркуляцией, в том числе ее имеют 93% котлов высокого давления.

Наряду с барабанными котлами с естественной циркуляцией продолжается установка и прямоточных котлов высокого давления. Следует отметить, что увеличение парка котлоагрегатов идет почти полностью за счет установки крупных агрегатов производительностью от 170 т/час и выше.

Однако надежность работы мощных котлоагрегатов высокого давления еще недостаточна. Длительность их непрерывной кампании в несколько раз меньше, чем турбин, что либо приводит к недовыработке электроэнергии, либо требует установки дополнительных котлоагрегатов, затрудняя возможность создания блока из одного котла и одной турбины.

Имеющее место положение выдвигает задачу выяснения и устранения причин меньшей надежности работы котлоагрегатов.

Основным топливом для котлоагрегатов являются местные низкие сорта его, на которых вырабатывается около 90% всей электроэнергии, производимой тепловыми электростанциями. Это обстоятельство, подтверждая правильность ленинских идей о создании советской энергетики, базирующейся на местных низкосортных топливах, потребовало разработки специальных типов котлов и эксплуатации их с учетом особенностей работы на влажном, многозольном, а иногда и мало-реакционном топливе (шлакование, золы, износ, загрязнение поверхностей, пределы изменения нагрузки и т. д.).

Однако до настоящего времени нельзя считать, что установленное оборудование и поставляемые котлоагрегаты удовлетворяют требованиям, вытекающим из условий сжигания низкосортных топлив. Практика работы котлоагрегатов показывает, что котлостроительные заводы недостаточно изучают накопленный электростанциями опыт, не всегда своевременно подхватывают достижения передовых котельных цехов и не отражают эти достижения в выпускаемых конструкциях котлов, часто невнимательны к требованиям организаций, монтирующих и эксплуатирующих котельное оборудование.

Ярким примером этого является выпуск Таганрогским котельным заводом котлоагрегатов для сжигания под ними АШ с такой же топочной камерой, как и для остальных топлив, хотя имеется более чем двухлетний положительный опыт работы котлов с измененным низом топочной камеры: расстановкой горелок треугольником с вершиной вниз, закрытием зажигательными поясами

всей экранной поверхности в нижней части топки, уплотнением последней, подачей пыли горячим воздухом, уменьшением выходного отверстия для шлака и т. д. Этот опыт повышает устойчивость горения АШ — позволяет работать при меньшей паропроизводительности котлоагрегатов, предупреждает повреждения экранных труб из-за нарушений циркуляции, т. е. повышает надежность работы котельного оборудования. Если учесть, что на АШ работает около одной четверти всех котлоагрегатов, то будет ясна острая необходимость срочного изменения топочной камеры для этого вида топлива.

Широкое развитие сланцедобывающей промышленности в северо-западных районах нашей страны и использование в качестве энергетического топлива сланца требуют создания котлоагрегата, приспособленного к сжиганию этого топлива без повреждений поверхностей нагрева из-за загрязнений и золowego износа. Попытка использовать серийное котельное оборудование показала невозможность этого и необходимость разработки специальной конструкции котлоагрегата, так как имели место шлакование перегревателя, занос и износ золой поверхностей нагрева водяного экономайзера и воздухоподогревателя. К сожалению, котлостроительная промышленность до сих пор не выпускает котлоагрегатов, предназначенных для работы на сланцах.

Таково же положение и с котлоагрегатами для работы на мазутах с повышенным содержанием золы и серы, где из-за отложений в перегревателе и коррозии воздухоподогревателя длительность рабочей кампании котла резко сокращена.

Увеличение количества обогащаемого угля и широкое применение открытого способа его добычи ставят перед энергетиками задачу сжигания топлива с рабочей зольностью в 40—50%. Такое топливо, кроме затруднений при подготовке его к сжиганию и необходимости особых мероприятий против золowego износа, требует и специальных мер по борьбе с шлакованием.

Одним из путей повышения надежности работы котельного оборудования являются увеличение доли золы, осаждаемой в топочной камере, и удаление шлака в жидком виде. Однако этот способ повышения надежности работы котельного оборудования на топливах с высокой зольностью, в частности на отходах от обогащения каменных углей и на сланцах, не получил признания со стороны котлостроительной промышленности; агрегатов, приспособленных к сжиганию таких топлив, котлостроительные заводы не поставляют. В особенности отстали разработка и выпуск котлоагрегатов с топками циклонного типа, предложенными еще в сороковых годах. Промышленная проверка такой топки, разработанной Всесоюзным теплотехническим институтом, показала весьма удовлетворительные результаты.

Применение топочных устройств с улавливанием 80—85% золы и удалением ее в жидком виде должно резко снизить золовой износ и шлакование конвективных поверхностей нагрева.

Особо следует остановиться на некоторых заводских дефектах поставляемого оборудования. Несмотря на почти десятилетний опыт производ-

ства котлоагрегатов высокого давления, заводами до сих пор не создана такая технология контактной сварки, которая обеспечивала бы высокое качество сварного соединения. Наблюдаемые в эксплуатации дефекты сварных стыков показывают, что на заводах отсутствует должный контроль за сваркой. Вследствие этого до сих пор на вновь вводимых и эксплуатируемых котлоагрегатах еще велико число повреждений сварных стыков водяных экономайзеров. В прошлом году такие повреждения составили свыше 50% от всех случаев повреждений водяных экономайзеров.

Также велико и количество случаев установки на заводах змеевиков в выходной части перегревателя котлов высокого давления из углеродистой стали вместо хромомолибденовой. Около 5% всех повреждений перегревателей в истекшем году произошло по этой причине. Это свидетельствует о недостаточном контроле за сортаментом труб и отсутствии тщательной проверки их качества при изготовлении перегревателей на котлостроительных заводах. Имеются случаи, когда монтажные организации употребляли несоответствующие марки стали, а эксплуатационный персонал при поузловой приемке агрегата из монтажа не проверял химического состава металла труб при помощи стилооскопа.

Все это показывает, что возможность повысить коэффициент использования мощности котлоагрегатов с существующего 0,60—0,70 до 0,75—0,85 имеется, и этот резерв должен быть использован. Для выполнения задачи необходимы как улучшение конструкции и технологии изготовления котлоагрегатов, так и повышение качества ремонта и эксплуатации установленного оборудования. Ряд тепловых электростанций сумел добиться повышения величины коэффициента использования мощности установленных котлов до 0,85—0,90.

Одним из основных условий повышения надежности работы котлоагрегатов является автоматизация регулирования тепловых процессов, позволяющая одновременно улучшить условия труда персонала. В истекшем году работали с автоматами питания 90% всех котлов (считая по паропроизводительности), с автоматами горения — 73% и около 15% — с автоматами регулирования температуры перегретого пара.

Однако в вопросе автоматизации котлоагрегатов, особенно большой производительности и высокого давления, имеется ряд существенных недостатков, снижающих надежность работы оборудования. Из них можно указать на следующее. Несмотря на многократно доказанную неудовлетворительную работу автоматов питания с термостатами, особенно с одним импульсом, котлостроительные заводы с упорством, достойным лучшего применения, продолжают поставлять указанные автоматы, хотя имеются промышленно освоенные электронные и другие регуляторы.

Такое же положение имеет место и с электромеханическими автоматами горения топлива, которые электростанции хотя и получают, но с котлов снимают и заменяют электронными.

Совсем плохо обстоит дело с поставкой электростанциям котлоагрегатов высокого давления,

оборудованных автоматами для регулирования температуры перегретого пара. Существующая конструкция поверхностного парохладителя и выбранное заводами место его включения в перегреватель привели к наличию у этих устройств инерции в 2,5—3,0 мин., что практически исключает возможность применения автоматических регуляторов. Иные же способы регулирования температуры перегрева, в частности при помощи впрыска от специальных насосов, впрыска конденсата пара этого же котла, рециркуляции газов, хотя заводами и прорабатываются, но в выпускаемых котлоагрегатах не реализуются даже в опытном порядке. В силу этого на электростанциях регулирование перегрева производится вручную, что приводит к большим колебаниям температуры перегретого пара, а следовательно, и металла труб, к снижению надежности их работы, а также и работы паровых турбин.

Другие защитные устройства для котлоагрегатов разрабатываются слабо, часто кустарными способами, а производство их, и в первую очередь сигнализаторов предельных положений уровня воды в барабанах котлов, превышения температуры перегретого пара, погасания факела в топке и ряда других, котлостроительной промышленностью не организовано.

Весьма важный элемент котлоагрегатов — арматура — работает пока плохо и снижает надежность основного оборудования: в течение 1954 г. из-за повреждений арматуры основное оборудование на нескольких электростанциях простояло около 600 час., недоработав несколько десятков миллионов киловаттчасов электроэнергии. В особенности неудовлетворительно работали предохранительные клапаны на барабанах паровых котлов, регуляторы питания и задвижки, поставляемые Венюковским арматурным заводом. Так, например, на одной из электростанций Урала при повышении давления выше допустимого примерно на 20% из установленных 20 клапанов открылся лишь один.

К остановкам котлов приводит и неудовлетворительная работа питательных клапанов, пропускающих много воды в закрытом положении, заедающих в крайних точках и имеющих часто выходящие из строя резиновые манжеты.

Наконец, нельзя не отметить, что из-за отсутствия обдувочных аппаратов в радиационной и конвективной частях поверхностей нагрева котлоагрегатов, работающих на многозольном топливе, эксплуатационный персонал вынужден останавливать примерно через месяц непрерывной рабо-

ты котлы для очистки поверхностей нагрева от золы и шлака. Все это приводит к тому, что длительность рабочей кампании котлоагрегатов, в частности котлов высокого давления, значительно меньше, чем у турбин, и составляет пока около 500—600 час. вместо необходимых 2 500 час.

Перечисленные выше примеры относятся главным образом к существующему оборудованию и показывают возможные резервы в повышении надежности и экономичности его работы. Ввод же новой мощности требует решения ряда задач, из которых важнейшими являются создание котлоагрегатов производительностью 400—500 т/час и выше; агрегатов с топочными устройствами, обеспечивающими интенсификацию процесса горения, увеличение количества осаждаемого в топке шлака и рост экономичности; котлоагрегатов с промежуточным перегревом пара и более высокими параметрами отдаваемого пара, более высокой температурой перегретого пара. Особенно важен выпуск котлоагрегатами заводами агрегатов, состоящих из крупных блоков, собираемых на заводах. Такие блочные агрегаты можно монтировать в короткие сроки.

Осуществление этих мероприятий позволит получить дополнительную экономию топлива и ускорить ввод новых мощностей при меньших затратах металла на котлоагрегат и на вспомогательное оборудование, а также и на здание котельной.

Решение указанных задач требует усиления работы конструкторов котлостроительных заводов, научно-исследовательских и проектных организаций по созданию новых котельных агрегатов, выбору и созданию нового вспомогательного оборудования с большими надежностью и к. п. д. В особенности остро стоят вопросы получения сухого и чистого пара, обеспечивающего работу турбин без заноса солями при достаточно высоком содержании их в котловой и продувочной воде. Эти задачи научно-исследовательскими организациями решаются медленно.

Так же остро стоят вопросы большей механизации ремонта котлоагрегатов, значительная часть элементов которых не приспособлена к ремонту вне обмуровки при помощи имеющихся на электростанциях подъемно-транспортного оборудования и механизмов.

Решение этих и ряда других задач позволит ускорить ввод новых мощностей, увеличить надежность и экономичность работы котлоагрегатов электростанций и облегчить условия труда обслуживающего персонала.



Трудящиеся Советского Союза! Настойчиво претворяйте в жизнь политику Партии и Правительства, направленную на преимущественное развитие тяжелой промышленности — основы дальнейшего подъема всего народного хозяйства, повышения материального и культурного благосостояния народа, укрепления могущества и безопасности нашей Родины!

(Из призывов ЦК КПСС к 1 мая 1955 г.)

Теплопоглощение отдельных поверхностей в топке и опытного экрана двустороннего освещения

Канд. техн. наук А. Н. Лебедев

На одной из тэц были проведены исследования¹ тепловой работы топки трехбарабанного котельного агрегата (рис. 1) производительностью 150 т/час при давлении 34 ат, температуре пара 425° С, температуре питательной воды 150° С и температуре воздуха за воздухоподогревателем 300° С.

Топочная камера сечением 11,6 × 6,2 м, объемом 880 м³ служила для сжигания пыли араличевского угля, доменного газа и смеси газа с углем. Пылеугольные и газовые горелки расположены с фронта. Восемь пылеугольных турбулентных горелок помещены на фронтальной стенке

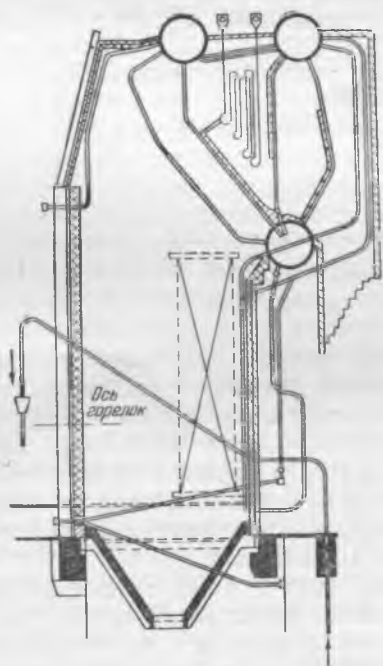


Рис. 1. Продольный разрез котлоагрегата.

в два ряда — по четыре в ряду. Каждая пара, состоящая из крайней и средней горелок, получает пыль от одного лопастного питателя, имеющего самостоятельный двигатель с регулируемой скоростью вращения. Газовые горелки размещены над пылевыми.

Экранные поверхности расположены на задней стенке и на части боковых. Внизу имеется гранулятор.

¹ Помимо автора, в исследованиях принимали участие канд. техн. наук В. Н. Тимофеев и инж. В. М. Колюшев.

Поверхность нагрева котла равна 2 500 м².

В первом котельном пучке два первых ряда труб фесто́нированы с шагом 480 мм, т. е. в 2 раза большим, чем в последующих рядах (240 мм).

Характеристика лучевоспринимающих поверхностей, расположенных в топочной камере, приведена в таблице.

Место расположения экрана	Число труб	Диаметр, мм	Шаг, мм	Длина, мм	Угловой коэффициент	Полная поверхность $H_p, м^2$	Эффективная поверхность $H_a, м^2$
Наклонная часть передней стенки	56	83	183	8 500	0,426	124,1	52,9
Левая стенка	16	83	165	8 875	0,417	37	15,45
Правая стенка	16	83	165	8 875	0,417	37	15,45
Задняя стенка	56	83	200	9 560	0,433	139,6	60,4
Гранулятор, I ряд	27	102	408	6 125	0,462	53	24,5
Гранулятор, II ряд	30	102	408	4 800	0,263	30,8	8,1
Котельный пучок	Проекция						
Экран двустороннего освещения в топочном пространстве	2	83	—	7 065	1	3,7	3,7
Суммарная поверхность	—	—	—	—	—	599,6	286,7

Степень экранирования составляет

$$\psi = \frac{H_a}{H_{cm}} = \frac{286,7}{436} = 0,65.$$

Опытный экран двустороннего освещения был выполнен из двух труб диаметром 83 мм, длиной (активной) 7 м, проходящих через топку от фронта к задней стенке. Одна труба была установлена примерно в середине топки, на расстоянии 6,3 м от левой стенки, а другая — в левой половине топки, на расстоянии 2,7 м от боковой стенки, как показано на рис. 1. Трубы располагались на расстоянии ~1 000 мм от оси ближайшей горелки и под углом 28° к горизонту, исходя из местных условий. Через трубы прокачивалась проточная вода от системы гидроохлаждения.

Основной целью исследований являлось получение экспериментальных данных по теплоотдаче факела в отдельных частях топки, тепловой работе опытного экрана двустороннего освещения и надежности его в эксплуатации, а также выяснение влияния шлакования труб на их теплопоглощение.

Все эти данные должны помочь более правильно конструировать поверхности нагрева в топке.

Во время опытов проводились обычные измерения для получения характеристики работы топки, отдельных ее элементов и составления тепло-

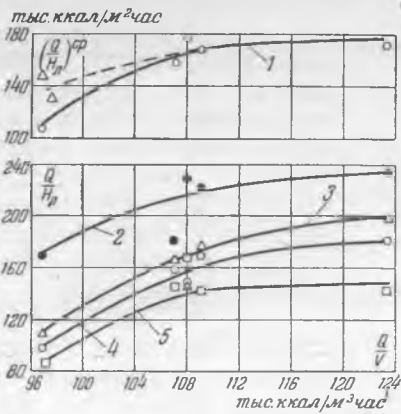


Рис. 6. Удельные тепловые нагрузки лучевоспринимающих поверхностей нагрева в топке в зависимости от $\frac{Q}{V}$.

1 — средняя для всех поверхностей; 2 — для задней поверхности; 3 — для гранулятора; 4 — для боковых стен; 5 — для котельного пучка и экрана верхней наклонной стенки; Δ — из теплового баланса.

мости от тепловой нагрузки топки. Из рис. 6 видно, что с повышением $\frac{Q}{V}$ тепловые напряжения всех поверхностей нагрева сначала быстро увеличиваются, а затем при $\frac{Q}{V}$ свыше 110 тыс. ккал/м³ час рост их замедляется и практически прекращается.

Приведенные цифры относятся к поверхностям нагрева, покрытым слоем золы ~ 1 мм. По мере шлакования этих поверхностей, как показали наблюдения, их тепловое напряжение значительно снижается.

Тепловое напряжение труб гранулятора при таком же состоянии лучевоспринимающей поверхности составило $\frac{Q}{H_A} = 200$ тыс. ккал/м² час, а через 5 час. $\frac{Q}{H_A} = 80$ тыс. ккал/м² час, т. е.

стало меньше в 2,5 раза; толщина шлака, покрывавшего в это время пластинку радиометра, была около 3–5 мм (рис. 7).

Помимо средних тепловых напряжений отдельных лучевоспринимающих поверхностей, полученных в результате калориметрирования, на рис. 6 приведены также средние тепловые напряжения, отнесенные ко всей расположенной в топке лучевоспринимающей поверхности. Последние были выведены из теплового баланса топки, а также по результатам калориметрирования. Средние тепловые напряжения, подсчитанные двумя различными способами, дали весьма близкое совпадение (расхождение меньше 5%), кро-

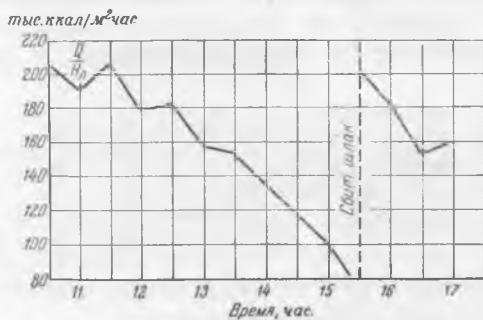


Рис. 7. Изменение удельной тепловой нагрузки гранулятора в зависимости от времени его работы при $\frac{Q}{V} = 110$ тыс. ккал/м³ час.

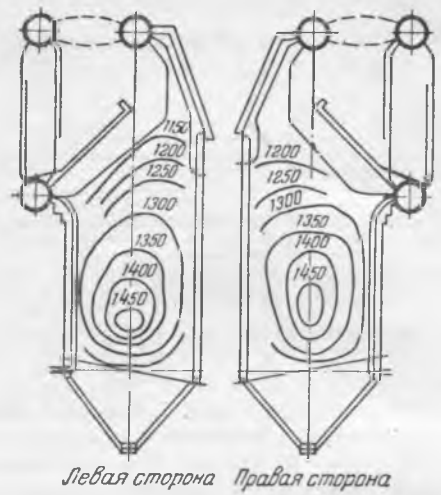


Рис. 8. Изотермы топки ($\frac{Q}{V} = 123$ тыс. ккал/м³ час, $\alpha_m = 1,23$; $R_{88} = 10\%$).

ме одного опыта с небольшой нагрузкой (рис. 6). Это обстоятельство подтверждает надежность полученных величин и относительную чистоту поверхности нагрева (слой загрязнений примерно 1 мм).

На рис. 8 приведены изотермы топочной камеры (боковых ее стен), из которых видно, что ядро факела располагалось почти в середине топки и невысоко над гранулятором. Последнее и обуславливало относительно повышенные тепловые нагрузки гранулятора. При $\frac{Q}{V} = 123$ тыс. ккал/м³ час максимальная температура в ядре топки достигала 1450–1500°С, а температура газов перед первым рядом труб котла была 1140°С.

На основании вышеприведенного на рис. 9 дано ориентировочное изменение $\frac{Q}{H_A}$ экранной трубы в зависимости от толщины шлаковой корки h при 1325°С и от температуры газов при $h \approx 1$ мм.

Наличие определенной зависимости $\frac{Q}{H_A}$ от температуры газов указывает на то, что изотермы топочного пространства могут характеризовать тепловыделение факела, его направление и расположение. Теплопоглощение же экранными поверхностями нагрева при данном тепловыделении факела, т. е. при данной его температуре, зависит от величины покрытия их шлаковой коркой и золой, влияние которых ориентировочно можно оценить по кривой $\frac{Q}{H_A} = f(h)$ на рис. 9.

Во время специально проводившихся эксплуатационных наблюдений котел работал на доменном или коксовом газе, на араличевском угле или их смесях.

Экран двустороннего освещения проработал непрерывно 300 час. без единой аварии. Скорость воды в трубах колебалась 0,47 до 0,94 м/сек.

Необходимо отметить, что обе трубы экрана с момента пуска котла в работу начали постепенно покрываться шлаком. Спустя некоторое время, они по всей длине и окружности покрылись

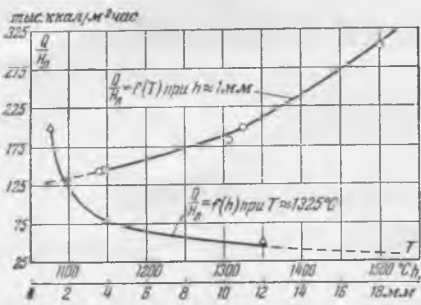


Рис. 9. Тепловое напряжение лучевоспринимающей поверхности топки в зависимости от толщины шлаковой корки h при температуре газов 1325°C и от температуры газов при $h = 1 \text{ мм}$.

шлаком, который образовал защитный слой толщиной примерно 10—15 мм. В таком зашлакованном состоянии трубы работали все время, будучи недоступными для полной очистки. Периодически с фронта удавалось сбивать шлак с экранных труб, очищая их на длину 3—4 м. Шлак представлял собой довольно рыхлую, легко сбиваемую массу.

Быстрое и весьма интенсивное шлакование труб экрана двустороннего освещения в основном объясняется их расположением в топке. Как указывалось, трубы были установлены на расстоянии ~ 1 000 мм от центра ближайших пылеугольных горелок, причем одна из них примерно в центре факела, т. е. в месте наиболее высоких температур. Поэтому происходившее шлакование не является характерным для экранов двустороннего освещения.

В результате проведенных опытов выявилось, что труба, расположенная в центре топки, работает менее эффективно. По мере увеличения длительности непрерывной работы котла $\frac{Q}{H_A}$ экрана падает. После очистки от шлака $\frac{Q}{H_A}$ резко повышается. Например, при нагрузке

топки $\frac{Q}{V} = 110$ тыс. ккал/м³ час, при работе котла в эксплуатационных условиях на смеси пыли араличевского угля и доменного газа и при вышеуказанном зашлаковании труб тепловое напряжение экрана двустороннего освещения составляло 50 тыс. ккал/м² час. После того как удавалось сбить шлак с трубы по длине 3—4 м, среднее тепловое напряжение всей трубы возрастало до 130 тыс. ккал/м² час. Если же учесть, что оставшаяся половина трубы была попрежнему зашлакована, то получится, что тепловое напряжение экрана двустороннего освещения при $\frac{Q}{V} = 110$ тыс. ккал/м³ час

и чистой его поверхности должно составлять 210 тыс. ккал/м² час (на 1 м² полной поверхности), т. е. в 4 раза выше, чем при вышеуказанном шлаковании, и в 3 раза больше, чем у боковых экранов (на 1 м² полной поверхности).

Кроме интенсивного шлакования труб и связанного с этим понижения теплонапряжения, за 300 час. непрерывной работы экрана не было никаких затруднений, и работа его протекала вполне надежно и бесперебойно.

Для обеспечения во вновь устанавливаемых агрегатах бесшлаковочной работы экранов двустороннего освещения необходимо трубы послед-

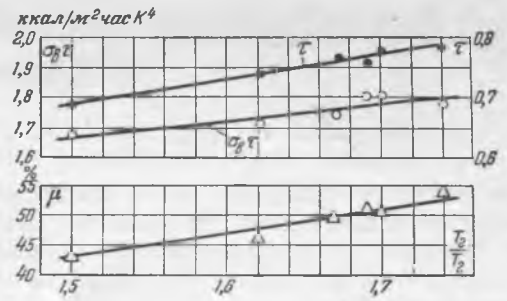


Рис. 10. Коэффициент τ , $\sigma\tau$ и прямая отдача μ топки в зависимости от отношения $\frac{T_2}{T_2}$.

них располагать так, чтобы положение их относительно осей горелок было таким же, как и боковых настенных экранов. Благодаря этому удастся избежать удара факела в трубы экрана, устранить шлакование и снизить температуру газов в месте расположения последнего.

Из теплового баланса топки определялись (рис. 10) прямая отдача последней μ , коэффициент τ и условный коэффициент излучения $\sigma\tau$:

$$\sigma\tau = \frac{Q_A}{H_A T_2^2 \cdot T_2^2}$$

где H_A — эффективная лучевоспринимающая поверхность, м²;

T_2 — теоретическая температура горения, °К;

T_2 — температура газов в конце топки, °К.

Показания отсосных термомпар, установленных перед первым рядом труб котла, при чистом их состоянии, почти совпадали с показаниями оптического пирометра в тех же точках (расхождение ~ 10° С). Температура газов на выходе из топки при повышении нагрузки $\frac{Q}{V} = 97 \div 127$ тыс.

ккал/м³ час увеличивалась от 1 050 до 1 140° С, а избыток воздуха снижался с $\alpha_m = 1,3$ до $\alpha_m = 1,2$.

Выводы

1. Тепловое напряжение отдельных лучевоспринимающих поверхностей в основном обуславливается температурами газов в данном участке топки и толщиной шлаковой корки и золы на их поверхности.

2. Трубы экрана двустороннего освещения в течение 300 час. работали вполне надежно и бесперебойно.

3. При чистой поверхности трубы экрана двустороннего освещения в центре топки поглощают в 3 раза больше тепла, чем боковые экраны.

Полученные данные показывают на целесообразность более широкого применения двусветных экранов в котлостроении.

4. Шлакование резко снижает теплопоглощение лучевоспринимающих поверхностей. При толщине слоя шлака 3—5 мм тепловое напряжение уменьшается в 2,5 раза, при толщине 12 мм — в 4 раза. Чтобы исключить шлакование, экран двустороннего освещения целесообразно устанавливать так, чтобы он не находился в зоне факела, а располагался по отношению к факелу аналогично боковым настенным экранам.



Однотрубная система теплофикации городов и промышленности¹

Научный сотрудник И. И. Аграчев и профессор Л. А. Мелентьев

Для успешного решения задач, поставленных XIX съездом КПСС в области развития теплофикации городов и промышленности необходимо широко использовать новые рациональные схемы тэц и тепловых сетей.

В настоящее время возможности развития теплофикации в известной мере ограничиваются большими затратами металла на трубопроводы, а также значительной стоимостью и громоздкостью сооружения тепловых сетей.

Изучение этих вопросов показывает, что в ряде случаев можно при сооружении тепловых сетей практически вдвое сократить затраты на трубы, отказавшись от прокладки так называемых обратных теплопроводов и перейдя на принципиально новую схему — однотрубную систему теплофикации.

Предпосылкой для применения такой системы являются достижения в области водоподготовки и ступенчатого подогрева сетевой воды на тэц. Поэтому в целом ряде случаев можно отказаться от возврата на тэц охлажденной сетевой воды, прошедшей отопительные системы потребителей; значительная часть этой воды может быть использована для различных бытовых нужд населения и городского хозяйства.

Слив избыточной воды при однотрубной системе теплофикации можно организовать различным образом. Одним из крайних случаев является устройство слива у каждого отдельного потребителя или в пределах жилого квартала, другим — общегородской слив этой воды. Иными словами, глубина ввода однотрубного теплопровода в город может быть различной. При распространении однотрубной системы только на дальний теплопровод (от загородной тэц) в городе сохранится обычная двухтрубная система. При доведении однотрубной системы до жилого квартала двухтрубная система сохраняется только как внутриквартальная распределительная сеть.

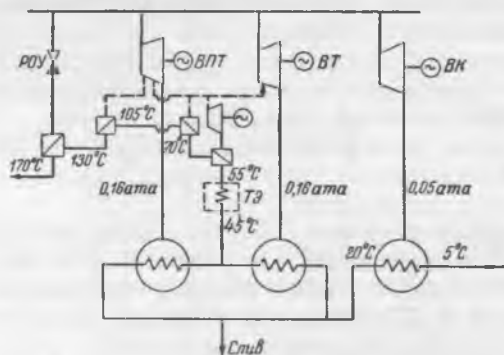


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема тэц при однотрубной системе.

¹ Печатается, как и последующие две статьи по этому же вопросу, в порядке обсуждения. Ред.

Тепловые схемы тэц

При однотрубной системе теплофикации основной особенностью схем тэц является многоступенчатый подогрев сетевой воды от температуры естественного источника водоснабжения до расчетной температуры 150—180°С с подогревом в каждой ступени на 30—40°С. При этом в области подогрева воды от 5 до 50°С целесообразно использовать конденсаторы турбин с последующим включением подогревателей сетевой воды на отработавших газах котельных агрегатов. Дальнейшее повышение температуры теплоносителя достигается за счет пара из отборов турбин и, частично, свежим паром котлов.

Такая схема подогрева сетевой воды может быть достигнута определенным сочетанием существующих типов турбин (ВК, ВТ и ВПТ) или созданием специального типа теплофикационной турбины.

На рис. 1 показана принципиальная схема тэц при применении турбин стандартного типа; на рис. 2 — тепловая схема тэц с турбинами нового типа, имеющими четыре отбора пара, из которых один регулируемый (1,2 ÷ 2,5 ата).

Схема рис. 2 принципиально отличается от схемы, предложенной канд. техн. наук В. Б. Пакшвером², применением одного регулируемого отбора пара и двухступенчатым подогревом воды в последовательно соединенных конденсаторах

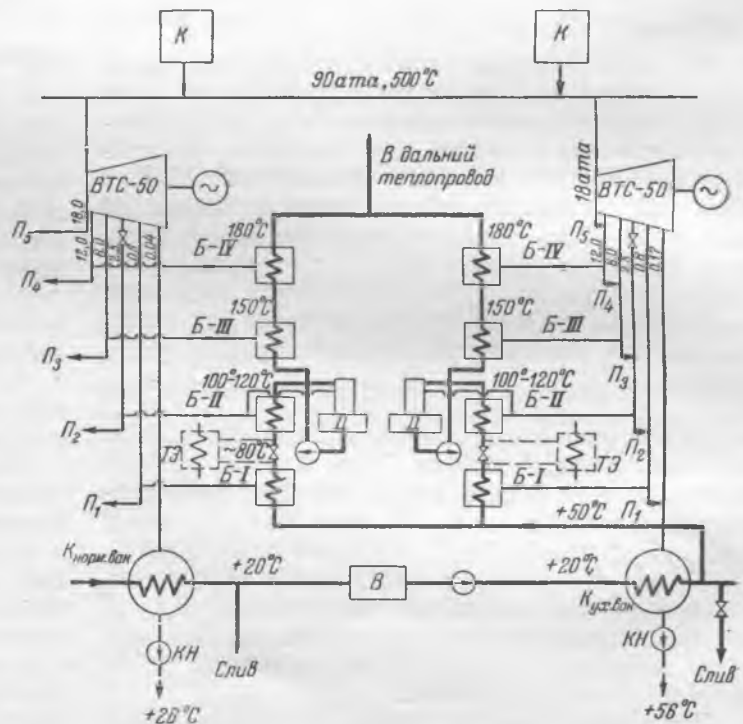


Рис. 2. Принципиальная тепловая схема тэц при однотрубной системе с установкой турбин нового типа.

² „За экономию топлива“, 1951, № 3.

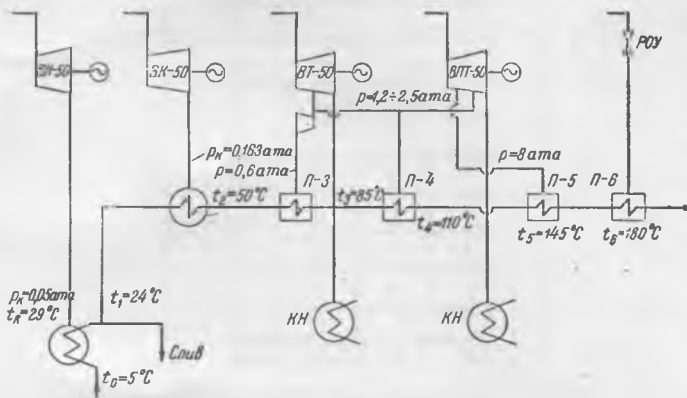


Рис. 3. Принципиальная тепловая схема использования конденсаторов электростанций для подогрева теплоносителя.

турбин, один из которых работает с ухудшенным вакуумом. Расчеты показывают, что ступенчатый подогрев теплоносителя в области низких температур (5—50°С) существенно снижает перерасход топлива при сливе части воды после отопительных систем.

Иногда в качестве первых ступеней подогрева теплоносителя могут быть использованы конденсаторы турбин электростанций (рис. 3). В таких случаях применение однотрубной теплофикационной системы является высокоэффективным мероприятием для реконструкции в тэц существующих конденсационных электростанций.

Эффективное применение однотрубных систем теплофикации возможно также и в ряде отраслей промышленности, располагающих неиспользуемыми низкотемпературными вторичными энергоресурсами.

При однотрубной системе большое внимание следует уделять подготовке на тэц сетевой воды. При мягкой воде для этого используют кварцевые фильтры с последующей термической деаэрацией воды; при жесткой воде можно применить химводоочистку (например, Н-катионирование) также с последующей термической деаэрацией³.

Тепловые сети

В ряде случаев по однотрубной схеме можно прокладывать не только дальние теплопроводы, но и магистральные тепловые сети до жилых кварталов и промышленных тепловых узлов. В жилых кварталах следует сохранять обычную двухтрубную систему теплопроводов. Схема включения квартальной распределительной сети в магистральную сеть (рис. 4) предполагает сохранение существующей системы присоединения отопительных потребителей через элеваторы при существующих расчетных температурах распределительной сети (130—150°С). При этом предусматривается единый общеквартирный слив избыточной воды и установка квартального насоса смешения, задача которого состоит в снижении расчетной температуры теплоносителя от 160—170°С до 130—150°С и в обеспечении нормального гидравлического режима распределительной

³ Согласно требованию Госсанинспекции качество исходной воды для добавки в тепловую сеть должно соответствовать качеству воды питьевого водопровода. Ред.

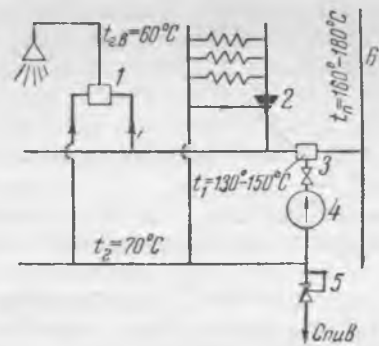


Рис. 4. Принципиальная схема включения квартальной распределительной сети в однотрубную систему.

1 — автоматический смеситель; 2 — элеватор; 3 — автомат, действующий от температуры наружного воздуха; 4 — насос смешения; 5 — клапан подпора; 6 — теплопровод.

тельной сети, независимо от переменного гидравлического режима магистральных теплопроводов.

Предлагаемая схема должна надежно работать во всех случаях, когда требуемый расход воды на горячее водоснабжение ($G_{гв}$) меньше количества воды, подаваемой из магистральной сети для отопления ($G_{от}$).

Расчеты и опытные данные эксплуатации Теплосети Ленэнерго показывают, что соотношение $G_{гв}$ и $G_{от}$ зависит от наличия ванн в квартирах и от количества квартир, обслуживаемых данной распределительной сетью.

По предварительным расчетам доц. Е. Ф. Бродского, при общей тепловой нагрузке зданий, равной или большей 3—5 мгкал/час, секундные и минутные пики нагрузки горячего водоснабжения сглаживаются, и поэтому величины $G_{гв}$ и $G_{от}$ можно оценивать по часовым расходам. Расчеты также показывают, что при наличии ванн менее чем в 75% присоединенных квартир $G_{гв} < G_{от}$. Следовательно, можно полагать, что при тепловой нагрузке, объединяемой насосом смешения, около 3—5 мгкал/час и при указанных нагрузках горячего водоснабжения схема (рис. 4) должна работать достаточно надежно.

При росте $G_{гв}$ для обеспечения необходимого подпора на обратной линии потребуются установка специального ограничителя расхода воды на горячее водоснабжение, автоматически действующего при падении давления в обратной линии ниже заданного.

В настоящее время в одном из теплофицированных жилых кварталов Ленинграда Теплосетью Ленэнерго совместно с ЭНИН АН СССР, ленинградскими Инженерно-экономическими и Инженерно-строительным институтами с участием Оргрэнс Министерства электростанций сооружается опытная автоматизированная насосная подстанция смешения по схеме, показанной на рис. 4, и продолжаются работы по изучению графиков расхода горячего водоснабжения.

Для практического применения однотрубной системы и определения целесообразной глубины ее ввода на территорию города большое значение имеет организация слива избытков охлажден-

ной (обратной) сетевой воды. Можно считать, что пропускная способность системы канализации, как правило, не лимитирует сбросов сетевой воды. Более сложным являются температурные ограничения, препятствующие (по действующим нормам) сливу в канализацию воды с температурой выше 40° С.

Расчеты показывают, что экономически приемлемым является предварительное охлаждение (до 40° С) сливаемой воды до холодной воды из городского водопровода⁴. Однако технически такое решение не может быть признано вполне удачным. Поэтому следует продолжать работу в направлении отыскания методов снижения температуры сливаемой воды, например, путем доведения температуры обратной воды отопительных систем до 35—40° С и, возможно, применением в некоторых случаях тепловых насосов.

Режимы теплоснабжения и обеспечение надежности работы систем

В однотрубных системах теплофикации следует применять количественно-качественную схему регулирования режимов теплоснабжения, дополняемую, как и при любой теплофикационной системе, местным регулированием на нагревательных приборах. Качественное регулирование целесообразно применять на интервале температур наружного воздуха, соответствующих изменению температур теплоносителя от расчетной до 120—150° С с переходом при более высоких температурах наружного воздуха на количественное регулирование расходом теплоносителя.

На рис. 5 показан температурный график регулирования, а на рис. 6 — график расхода теплоносителя по однотрубной сети, из которых следует, что при предлагаемой системе количественно-качественного регулирования баланс воды складывается за отопительный период примерно следующим образом⁵:

Расход воды при чисто-качественном регулировании	100%
Расход воды при количественно-качественном регулировании	56—73%
Расход воды на горячее водоснабжение (из обратных линий)	35—47%
Неиспользованный слив	21—33%

Таким образом, при количественно-качественном регулировании расчетное количество обратной сетевой воды, используемой для горячего водоснабжения, несколько превышает 50%.

Если возникают опасения относительно недостачи воды для нужд горячего водоснабжения, например, в субботу и в воскресенье (т. е. при $G_{2,в}$ макс.), можно повысить отпуск воды от тэц соответствующим снижением ее температуры.

⁴ В общем случае для этого не потребуется увеличение пропускной способности водопроводной сети, рассчитанной на обеспечение горячей водой населения при обычной закрытой двухтрубной системе тепловой сети.

⁵ Первое цифровое значение у точки перелома температурного графика при 150° С, а второе — при 120° С.

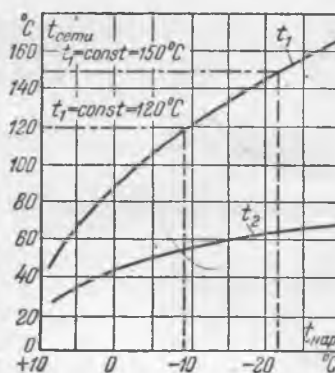


Рис. 5. Температурный график регулирования в однотрубной системе.

При развитии теплофикации данного города от загородных тэц надежность теплоснабжения, независимо от принятой системы передачи тепла, требует перехода на совместную работу тэц по теплу.

При однотрубной системе совместная работа тэц, особенно в части гидравлических режимов, значительно упрощается, так как отпадает необходимость увязки напоров в обратных теплопроводах. Принципиальная схема совместной работы нескольких тэц при однотрубной системе, доведенной до жилых кварталов, показана на рис. 7.



Рис. 6. График расхода теплоносителя по продолжительности.

— качественное регулирование ($G_{с.л}=100\%$); — — — перелом температурного графика при 150° С ($G_{с.л}=56\%$); — · — · — перелом температурного графика при 120° С ($G_{с.л}=73\%$).

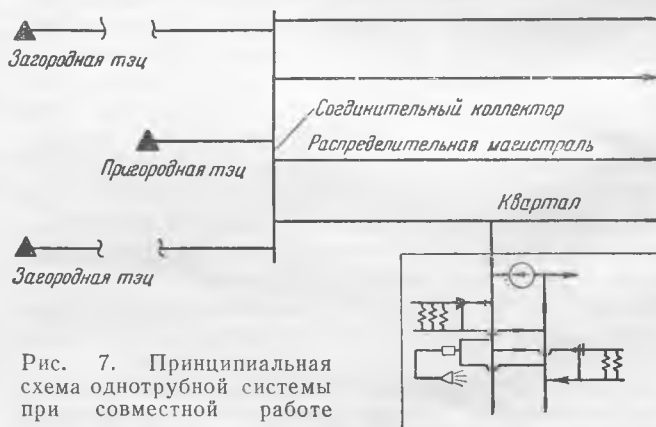


Рис. 7. Принципиальная схема однотрубной системы при совместной работе нескольких тэц.

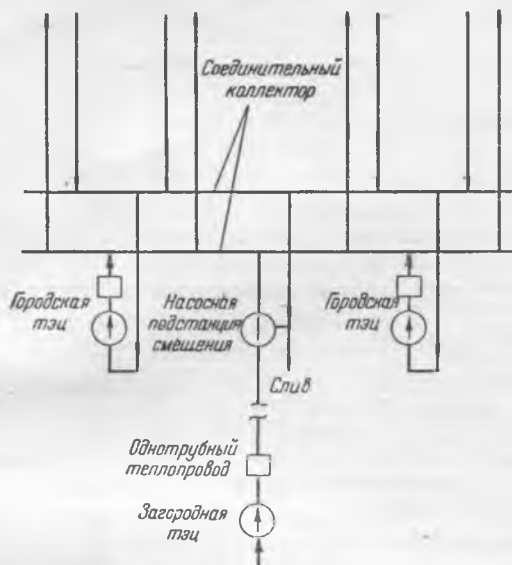


Рис. 8. Принципиальная схема совместной работы загородных и городских тэц.

Такая же схема, но с применением однотрубной системы только в пределах дальних теплопроводов, в одном из ее возможных вариантов приведена на рис. 8.

Экономичность однотрубной системы теплофикации

Сравнение однотрубной и двухтрубной систем должно производиться в условиях равенства полезного отпуска тепла. При этом однотрубная система требует установки на тэц дополнительной электрической мощности в связи с необходимостью дополнительного нагрева сетевой воды от естественной температуры до температуры обратной воды при двухтрубной системе.

Однако в энергосистемах, развитие которых намечается в перспективе путем сооружения новых конденсационных электростанций (а таких систем в СССР подавляющее большинство), наличие на тэц дополнительной конденсационной мощности не вызывает, при соответствующем размещении тэц, сколь-нибудь существенных энергетических и экономических недостатков, так как заменяет собою эквивалентную мощность новых районных конденсационных электростанций.

Поэтому, оценивая относительную эффективность однотрубной и двухтрубной систем передачи тепла для этого основного случая, можно считать, что наличие на тэц дополнительной мощности, к тому же распределенной в крупных и высокоэффективных турбинах (см. рис. 2), не будет требовать дополнительных капиталовложений и ежегодных расходов по сравнению с районной конденсационной электростанцией, кроме расхода топлива, стоимости дополнительной котельной мощности (в связи с получением части тепла слива на ухудшенном вакууме) и стоимости водоподготовки.

Сравнительную экономичность одно- и двухтрубной систем теплофикации следует оценивать только по тем основным факторам, которые раз-

лично влияют на экономичность этих систем и которыми являются в части капиталовложений — стоимость водоподготовки, дополнительные затраты по котельной тэц и по тепловой сети, а в части ежегодных расходов — стоимость дополнительного топлива, расходы по водоподготовке, перекачке теплоносителя и по тепловой сети.

Все эти факторы достаточно просто могут быть выражены аналитически в виде функции от количества сливаемой воды при однотрубной системе ($G_{сл.р}$). В условиях дальнего теплоснабжения от загородных тэц общее увеличение единовременных затрат по тэц при однотрубной системе составит:

$$\Delta K_{тэц} = G_{сл.р} [C_{\theta} + \Delta C_{кот} (1 - \beta)(t_{2-p} - t_x)] \times 10^{-3} \text{ тыс. руб.}, \quad (1)$$

где $G_{сл.р}$ — расчетный часовой слив из однотрубной системы, m^3 ;

C_{θ} — удельные капиталовложения в водоподготовку, тыс. руб./ $m^3/час$;

$\Delta C_{кот}$ — дополнительные капиталовложения в котельную, тыс. руб./ $мгккал/час$ (принято 200 тыс. руб./ $мгккал$);

$1 - \beta$ — средневзвешенный коэффициент отбора при ступенчатом подогреве воды по схеме рис. 2 от температуры t_x до соответственной температуры обратной воды (принято 0,265 при $t_x = 20^{\circ}C$ и $t_{об.р} = 70^{\circ}C$ и 0,207 при $t_{об.р} = 48^{\circ}C$ — средняя за отопительный период;

t_{2-p} — расчетная температура обратной воды при двухтрубной системе (принята равной $70^{\circ}C$);

t_x — общая температура подогрева воды в конденсаторе турбины при нормальном вакууме (принята равной $20^{\circ}C$).

Экономия единовременных затрат по тепловым сетям выражается:

$$\Delta K_{сети} = C_n P_n + b d_{\text{эк}} \cdot 10^3 l + \Delta K_{z.c} \text{ тыс. руб.}, \quad (2)$$

где C_n — стоимость насосной подстанции с учетом затрат на электроэнергетическую установку (принято 1,8 тыс. руб./квт);

P_n — мощность насосной дальнего теплопровода, квт;

b — экономия в стоимости теплопровода при переходе от двух- к однотрубному теплопроводу (принято $1,2 - 10^3 \text{ руб/м}$);

$d_{\text{эк}}$ — экономический диаметр дальнего теплопровода, м;

l — протяженность дальнего теплопровода, км;

$\Delta K_{z.c}$ — экономия затрат в городской сети при переходе на однотрубную систему (принято 65 тыс. руб./ $мгккал$).

Величины P_n и $d_{\text{эк}}$ можно выразить через значение $G_{сл.р}$ при помощи известных формул для транзитного теплопровода⁶.

⁶ Е. Я. Соколов, Тепловые сети, Госэнергоиздат, 1948.

В результате,

$$\Delta K_{\text{сети}} = \left(12,4 \frac{b}{\varphi^{0,16}} + 4,1 \varphi^{0,84} G_n \right) \cdot G_{\text{с.л.}}^{0,48} + \Delta K_{\text{з.с.}} \text{ руб.}, \quad (3)$$

где φ — экономическая характеристика для дальнего трубопровода (при принятой стоимости и длительности срока окупаемости дополнительных капиталовложений $\varphi = 0,152$).

Аналогично по ежегодным расходам увеличение расходов по тэц:

$$\Delta S_{\text{тэц}} = \Sigma G_{\text{с.л.}} \left[(t_{2\text{ср}} - t_x) \cdot 10^{-3} (1 - \beta_{\text{ср}}) a \times \right. \\ \left. \times \frac{0,143}{\eta_{\text{кот}}} + s_g \right] + P_{\kappa} \Delta G_{\text{кот}} \text{ руб.} \quad (4)$$

Соответственно экономия расходов по тепловым сетям:

$$\Delta S_{\text{сети}} = \left(P_c \cdot 12,4 \frac{b}{\varphi^{0,16}} + 4,1 \varphi^{0,84} h_g \cdot s_g \right) G_{\text{с.л.р}}^{0,48} l + P_c \Delta K_{\text{з.с.}} \quad (5)$$

В формулах (4) и (5):

$\Sigma G_{\text{с.л.}}$ — расчетный годовой слив воды, м^3 ;

$t_{2\text{ср}}$ — средняя расчетная температура обратной воды при двухтрубной системе за отопительный период;

$\beta_{\text{ср}}$ — средний коэффициент отбора;

a — стоимость топлива в $\text{руб}/\text{т}$ (принято $150 \text{ руб}/\text{т}$);

$\eta_{\text{кот}}$ — к. п. д. котлоагрегата;

s_g — стоимость приготовления воды, $\text{руб}/\text{м}^3$;

P_{κ} и P_c — амортизация и текущий ремонт в долях от соответствующих капиталовложений (принято по сети — 8%);

h_g — число часов использования электрической мощности насосной за отопительный сезон;

s_g — стоимость электроэнергии в $\text{руб}/\text{квт}\cdot\text{ч}$ (принято $15 \text{ коп}/\text{квт}\cdot\text{ч}$).

Результаты расчетов для системы теплофикации с расчетным расходом воды $2650 \text{ м}^3/\text{час}$, получающей тепло от загородной тэц, приведены в таблице.

Режим отпуска тепла от тэц принят условно для изолированного теплового района с перелом температурного графика при 150°C (рис. 5 и 6), что для средних климатических условий соответствует возможности использования за отопительный период не менее 50% обратной сетевой воды для горячего водоснабжения.

В этих расчетах затраты по водоподготовке приняты по данным Теплоэлектропроекта в следующих размерах:

	Жесткая вода	Мягкая вода
Капиталовложения, тыс. $\text{руб.}/\text{м}^3$	2,5	1,5
Ежегодные расходы, $\text{руб.}/\text{м}^3$	0,25	0,10

Приведенные в таблице цифры относятся к определенным средним условиям, на основе которых можно сделать и некоторые общие выводы.

Так, при применении однотрубной системы только в пределах дальних теплопроводов эту систему передачи тепла (при условном сроке оку-

Элементы затрат	Капиталовложения, тыс. руб.		Ежегодные расходы, тыс. руб.	
	При полной потере тепла слива	При использовании 38% часонного расхода	При полной потере тепла слива	При использовании 50% годового расхода
Водоподготовка	4 000/6 600	2 500/4 100	740/1 850	370/925
Увеличение затрат по котельной	7 000	4 300	560	340
Дополнительный расход топлива	—	—	1 120	560
Всего	11 000 — 13 600	6 800—8 400	2 420—3 530	1 270—1 825

Увеличение затрат по тэц

Водоподготовка	4 000/6 600	2 500/4 100	740/1 850	370/925
Увеличение затрат по котельной	7 000	4 300	560	340
Дополнительный расход топлива	—	—	1 120	560
Всего	11 000 — 13 600	6 800—8 400	2 420—3 530	1 270—1 825

Сокращение затрат по транспорту тепла

По дальнему теплопроводу	910 л	728 л	73 л	58 л
По перекачке теплоносителя	65 л	52 л	8 л	4 л
По городским сетям	17 500	17 500	1 400	1 400

Всего

По дальнему теплопроводу	910 л	728 л	73 л	58 л
По перекачке теплоносителя	65 л	52 л	8 л	4 л
По городским сетям	17 500	17 500	1 400	1 400
Всего	17 500+975 л	17 500+780 л	1 400+81 л	1 400+62,0 л

Экономия по однотрубной системе:

а) при мягкой воде

б) при жесткой воде

† Первые цифры — при мягкой воде; вторые — при жесткой.

паемости дополнительных капиталовложений в 10 лет) целесообразно применять:

а) при полной потере тепла слива, начиная от дальности передачи при мягкой воде свыше 20 км и при жесткой воде — свыше 25—30 км;

б) при возможности использования 50% годового количества обратной воды при дальности передачи тепла соответственно свыше 15 и свыше 20 км.

При возможности увеличить глубину ввода однотрубной системы передачи тепла до жилых кварталов экономичность этой системы резко увеличивается. Так, например, если экономию, полученную в результате использования однотрубной системы в городских магистральных сетях, оценить приблизительно в 65 тыс. $\text{руб.}/\text{мгккал}$ (что принято в расчетах таблицы), то по капиталовложениям однотрубная система независимо от дальности транспорта тепла и величины слива дает экономию по сравнению с двухтрубной системой.

По ежегодным расходам однотрубная система при мягкой воде и полной потере тепла обратной сетевой воды экономичнее при транспортировке тепла на расстояние свыше 10—15 км; при использовании до 50% тепла обратной воды эта система экономичнее независимо от дальности передачи тепла.

При жесткой воде и полной потере тепла обратной воды однотрубная система экономичнее при дальности передачи тепла свыше 25—30 км; при использовании до 50% тепла обратной воды эта система требует меньших ежегодных расходов при дальности передачи тепла свыше 5—10 км.

При промежуточных решениях, т. е. при обслуживании от одной насосной подстанции смешения группы жилых кварталов или отдельных

городских районов технико-экономическая целесообразность однотрубной системы будет находиться между указанными крайними пределами. Определение эффекта от применения однотрубной системы и в этих условиях может производиться по указанной методике.

Приведенные расчеты, характеризующие экономичность однотрубной системы, выполнены для двухтрубной системы также с непосредственным водоразбором. В сравнении с закрытой двухтрубной системой относительная экономичность однотрубной системы резко повышается.

Если использование обратной воды отопительных систем для бытового горячего водоснабжения будет признано нецелесообразным независимо от системы сети, имеется ряд схем выполнения однотрубной системы, обеспечивающих раздельное теплоснабжение отопительных и бытовых потребителей.

Следует подчеркнуть наиболее существенные преимущества однотрубной системы.

1. Значительное сокращение затрат металла на трубопровод. Так, при двухтрубной системе и дальнем теплопроводе протяженностью до 20 км затрата металла составляет по данным Теплоэлектропроекта около 500—600 т на 1 млн. м³ отапливаемых зданий; при однотрубной системе эти затраты при прочих равных условиях сокращаются почти вдвое, т. е. экономия составляет соответственно 200—300 т.

2. Существенное упрощение работ по прокладке тепловых сетей в крайне сложных условиях городской застройки.



О схемах теплоснабжения городов

Канд. техн. наук В. Б. Пакшвер

Большие масштабы строительства тэц и тепловых сетей требуют качественно нового подхода к решению основных вопросов теплоснабжения городов. Наряду с этим из опыта проектирования тэц и тепловых сетей крупных городов следует, что в настоящий момент уже можно сформулировать следующие основные принципы решения проблемы теплофикации.

1. Размещение тэц на площадках, наиболее удобных в отношении транспортировки топлива и водоснабжения и позволяющих сооружать достаточно мощные и экономичные установки, не ухудшая при этом санитарно-гигиенических условий. В ряде случаев возникает вопрос о выносе тэц за пределы городов или даже о расположении их в районе топливных баз, когда речь идет о малоценном и нетранспортабельном топливе (торф, низкокалорийные угли и газы).

2. Параллельная работа тэц по теплу для максимального использования электростанций с повышенными технико-экономическими показателями для взаимного резервирования и выделения менее экономичных агрегатов и станций с целью покрытия пиковых тепловых (и электрических) нагрузок (пиковые источники тепла могут и не

В ряде случаев можно резко повысить эффективность теплофикации, используя дополнительные ресурсы низкопотенциального тепла (вода, охлаждающая конденсаторы турбин, низкотемпературные вторичные энергоресурсы промышленности, отработавшие газы котлов и т. п.) и резко сократить затраты металла, применяя однотрубную систему.

Однотрубная система теплофикации может найти применение при развитии теплофикации от загородных тэц, при возможности использования тепла конденсаторов турбин и отработавших газов котлов на электростанциях, а также при сооружении промышленных тэц на предприятиях, располагающих низкотемпературными вторичными энергоресурсами.

Двухтрубная система должна в основном применяться в районах, где теплофикация развивается от городских тэц, а также от тэц, водоснабжение которых представляет существенные трудности.

Учитывая преимущества, которые может дать однотрубная схема передачи тепла (в том или другом ее сочетании с двухтрубной), необходимо продолжить научные исследования в этой области, а также приступить к реальной проектной проработке применения однотрубной теплофикационной системы для соответствующих конкретных объектов.

иметь энергетического оборудования). Распределение тепловой нагрузки так, чтобы в течение всего года были максимально использованы самые мощные и экономичные агрегаты высокого давления, работающие на местном топливе и расположенные наиболее благоприятно относительно воды и топлива. Такие станции целесообразно рассматривать как основные тепловые станции энергосистемы, отказавшись от деления всех установок на районные — конденсационные и городские — теплофикационные.

3. Сокращение металлозатрат в тепловые сети, в первую очередь, в магистрали, соединяющие тэц с распределительными и квартальными сетями города. Это можно осуществить повышением среднегодовых параметров в магистральных сетях и переходом на смешанный или чисто количественный метод регулирования отпуска тепла с основных станций. Возможно более близкое расположение пиковых источников тепла относительно потребителей, что позволит использовать эти источники в качестве смесительных подстанций с установкой пиковых подогревателей, питаемых острым паром котлов.

4. Переход магистральных линий большой

протяженности на однотрубную систему, позволяющую значительно сократить капиталовложения, затраты металла и расходы по эксплуатации сетей. Такой переход связан с широким внедрением горячего водоснабжения и требует соответствующих мероприятий по подготовке воды для тепловых сетей и обеспечению ее надлежащего качества для потребителя.

Эти основные принципы уже излагались в литературе¹.

Переход на однотрубную систему с высокими параметрами теплоносителя для среднегодового режима потребовал нового технического решения схемы самой тэц, что и было предложено автором несколько лет тому назад².

Предлагаемая схема теплоснабжения городов

В настоящее время можно предложить следующую схему теплоснабжения крупных городов (рис. 1).

Основными источниками тепла должны быть станции, являющиеся одновременно основными

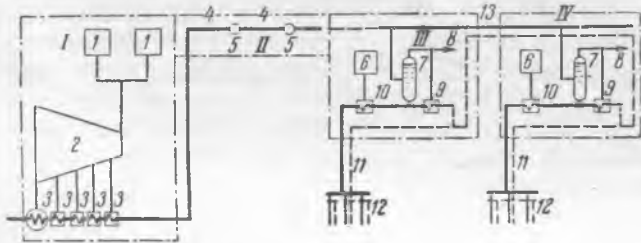


Рис. 1. Схема теплоснабжения города.

I — станция дальнего теплоснабжения; II — дальний теплопровод; III и IV — станции или котельные в городе; ———— подающие магистрали; — — — — обратные магистрали; - - - - границы установки.

1 — котлы основной станции; 2 — турбина с нерегулируемыми отборами для теплоснабжения; 3 — сетевые подогреватели; 4 — внешний (дальний) теплопровод; 5 — подстанции теплоснабжения; 6 — пиковые котлы; 7 — расширитель-аккумулятор; 8 — к потребителям пара; 9 — сетевой подогреватель; 10 — пиковый подогреватель; 11 — двухтрубная распределительная сеть города; 12 — квартальная сеть; 13 — соединительная магистраль.

источниками электроснабжения системы, и работающие на местном топливе. Такие станции могут оборудоваться турбинами большой мощности, не требующими устройства регулируемых отборов пара для отпуска тепла. Эти турбины отличаются от обычных конденсационных турбин только увеличенным пропуском пара через часть высокого давления и возможностью отбора значительных количеств пара из точек регенеративных (нерегулируемых) отборов. Турбины такого типа могут работать или как чисто конденсационные без какого-либо перерасхода пара, или же как турбины с отдачей тепла в горячей воде при широком диапазоне регулирования тепловых нагрузок.

Станции соединяются с городом однотрубными магистралями, которые уже при дальности передачи тепла более 10 км становятся рациональнее

¹ В. Б. Па к ш в е р, Дальнее теплоснабжение городов, „За экономию топлива“, 1949, № 11; Однотрубная или двухтрубная система дальнего теплоснабжения, „За экономию топлива“, 1952, № 2.

² В. Б. Па к ш в е р, „За экономию топлива“, 1951, № 3.

двухтрубных, обеспечивая значительную экономию металла.

Вода высокой температуры (предполагается постоянная температура воды 180°С в течение отопительного сезона или года) распределяется по магистрали «высокого потенциала» между всеми источниками теплоснабжения, размещаемыми в самом городе. Такими источниками являются остающиеся в городе тэц, оборудованные обычно меньшими по мощности и менее экономичными агрегатами, чем основные станции системы, дополнительные котлоагрегаты городских тэц или же специально сооружаемые в городах пиковые котельные, заменяющие соответствующие котлоагрегаты высокого давления основных станций.

При помощи таких связей достигается:

а) хорошая загрузка в течение большей части года агрегатов основных станций и соединяющих их с городом теплопроводов при минимальном заводе топлива и минимальном выделении золы, газов и т. д. в пределах города;

б) резервирование основных станций городскими источниками тепла;

в) распределение воды, поступившей по магистральным теплопроводам, по всем районам города с целью максимального использования на бытовые и промышленные нужды, для чего соединительная магистраль должна выполняться двухтрубной;

г) использование высоко нагретой воды не только для нужд отопления и быта, но и для промышленных потребителей пара.

Так, при подаче воды с температурой 180°С охлаждение ее в расширителе до 150°С позволяет на каждые 1 000 т воды получить до 65 т пара, 5 ата. Этим разрешается вопрос пароснабжения городов на базе основных станций энергосистемы.

В предложенной схеме внутригородская тепловая сеть остается двухтрубной и работает преимущественно по качественному графику регулирования отпуска тепла с температурой не выше 150°С при самой низкой расчетной температуре наружного воздуха. Введение более высокой температуры в городские сети нежелательно из-за высоких статических давлений и связанного с этим усложнения эксплуатации сети, а также невозможности применения элеваторного ввода на повышенные температуры воды.

Городская тепловая сеть должна проектироваться на возможность отдачи горячей воды непосредственно из сети как для бытовых, так и для промышленных нужд. В тех случаях, когда по санитарным требованиям будет сочтено необходимым отдавать воду из сети только до прохождения ее через системы отопления потребителей, т. е. из подающих магистралей, можно применить схему подачи воды, показанную на рис. 2.

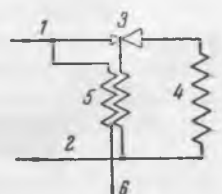


Рис. 2. Схема ввода с непосредственным водоразбором из подающей линии и охладителем горячей воды.

1 — подающая линия; 2 — обратная линия; 3 — элеватор отопительной системы; 4 — отопительная система; 5 — охладитель бытовой воды; 6 — к потребителям горячей воды.

На схеме условно показан элеваторный ввод, причем идущая на бытовые нужды вода проходит через поверхностный теплообменник, в данном случае являющийся не подогревателем, а охладителем сетевой воды для горячего водоснабжения.

Сравнение схем теплоснабжения по расходу металла

Рассмотрим затраты металла на тепловые сети города с максимальной тепловой нагрузкой 800 млн. ккал/час, что ориентировочно определяет потребность города с населением в 1 млн. жителей с высоким охватом централизованным теплоснабжением.

Город снабжается теплом от двух центров, что соответствует тепловой нагрузке каждого района 400 млн. ккал/час или установленной мощности каждой тэц, оборудованной турбинами с отопительным отбором пара, 100 тыс. кВт, если расчет загрузки отборов ведется на среднезимнюю температуру воздуха.

Предположим, что расстояние между двумя центрами составляет 8 км. Для подсчетов приняты следующие удельные показатели расхода металла на распределительные и внутриквартальные сети при выполнении двухтрубной сети с одинаковыми диаметрами подающей и обратной магистралей: на каждый район около 60 км распределительных сетей со средним диаметром 250 мм, что дает около 15 т металла на 1 млн. ккал/час и около 100 км внутриквартальных сетей и вводов со средним диаметром 89 мм, что дает около 4 т металла на 1 млн. ккал/час.

Для сравнения приняты следующие варианты.

По первому варианту в городе в точках I и II (рис. 3,а) располагаются две тэц по 100 тыс. кВт каждая, непосредственно отдающие тепло в распределительные сети города, причем каждая тэц питает свой район. Связь между тэц осуществляется магистралью, рассчитанной на пропуск в любом направлении 100 млн. ккал/час, т. е. примерно половины потребности одного теплового района при среднезимней температуре, что соответствует производительности по теплу одного из мощных котлов тэц. Такая линия связи является резервной и позволяет осуществить параллельную работу станций в ограниченном размере, причем, как правило, обе станции работают в течение всего сезона с качественным режимом регулирования отпуска тепла по графику 150—70°С.

Во втором варианте (рис. 3,б) основная станция вынесена за пределы города на расстояние 20 км и рассчитана на максимальную отдачу 400 млн. ккал/час по двухтрубной магистрали; остальная же часть нагрузки распределяется поровну между обоими городскими источниками тепла. В этом случае также предполагается качественный режим регулирования отпуска тепла, но для внешней станции, питательной магистрали и соединительной линии между городскими источниками тепла принят график 180—70°С и до поступления воды в городские сети производится подмешивание воды из обратной сети для работы городской сети по графику 150—70°С. Соединительная магистраль между городскими источниками тепла рассчитывается на пропуск

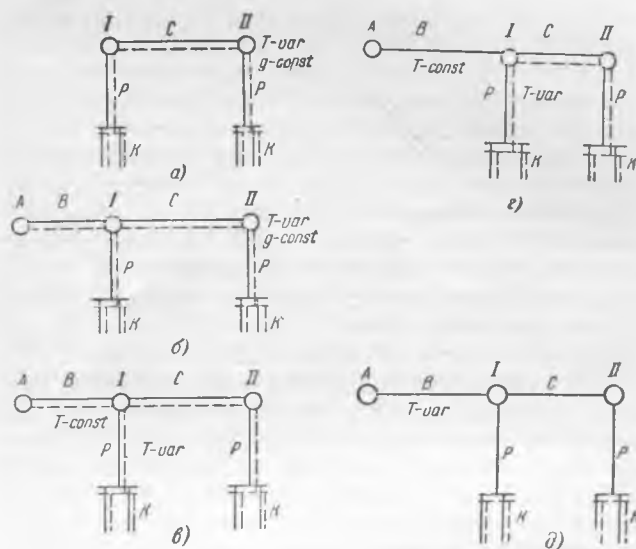


Рис. 3. Схемы теплоснабжения.

I — первый городской источник тепла; II — второй городской источник тепла; А — внешняя станция; Б — внешний (дальний) теплопровод; С — соединительная магистраль; Р — распределительные сети; К — квартальные сети.

200 млн. ккал/час, т. е. в данном случае имеет место не только полное резервирование каждого источника при среднезимнем режиме, но и параллельная работа с внешней станцией, позволяющая при указанном режиме работать только на внешней станции и сократить завоз топлива в город со всеми вытекающими отсюда для города преимуществами.

Третий вариант (рис. 3,в) отличается от второго тем, что при сохранении той же расчетной производительности всех источников тепла и двухтрубной системы работа внешней станции проходит с постоянной температурой воды в течение всего отопительного сезона, т. е. при 180°С и с количественным регулированием отпуска тепла. В точках подмешивания воды в городе происходит переход с количественного на качественный режим с графиком 150—70°С. Такой режим означает, что внешняя магистраль в этом случае должна рассчитываться всего на 3 000 т/час воды, а не на 7 500 т/час, как во втором варианте, так как среднезимний перепад температур увеличивается со 100 — 45 = 55° до 180 — 45 = 135°С.

В четвертом варианте (рис. 3,г) внешняя магистраль выполнена однострубно, а соединительная магистраль, как указывалось выше, сохранена двухтрубной для лучшего использования воды. В остальном четвертый вариант не отличается от третьего. Для определения влияния дальности передачи тепла на показатели металлоложений этот вариант разбит на два подварианта с длиной питательной линии 20 км и 120 км. Увеличение дальности передачи тепла не является самоцелью, а может быть обусловлено необходимостью выбора площадки станции вне зеленой зоны, окружающей город, и расположенной вблизи базы местного топлива и источника воды надлежащего качества для обеспечения горячего водоснабжения.

Наконец, пятый вариант (рис. 3,д) предусматривает полный отказ от возврата неиспользованной воды в пределах города. Здесь принята схема, предложенная Н. И. Аграчевым и Л. А. Мелентьевым. Регулирование отпуска тепла в дан-

ном случае принято смешанным, количественно-качественным, однако без подмешивания воды в городе и без специального выделения пиковых источников тепла. Внешняя магистраль, соединительная линия и распределительные сети в городе выполняются однострунными, а внутриквартальные сети — двухтрубными (или даже трехтрубными). При такой системе затраты металла на распределительные сети города будут минимальными. Максимальная температура в магистралях и распределительных сетях принята равной 180°С, а в квартальных сетях — 150°С. Сопоставление результатов расчетов приведено в таблице. Поскольку выполнение дальних теплопроводов связано с необходимостью передачи очень больших количеств тепла (при малых количествах дальние теплопроводы ложатся тяжелым бременем на сооружения тепловых сетей), в варианте передачи тепла на расстояние 120 км удельные затраты металла определены по данным теплопровода с пропускной способностью 800, а не 400 млн. ккал/час, что несколько снижает затраты на дальний теплопровод.

Сравнение затрат металла по вариантам тепло-снабжения (тыс. т)

Затраты	Варианты					
	I	II	III	IVa	IVб	V
Внешняя магистраль	—	28,8	16	6,4	30	10
Соединительная магистраль	5	9,6	4	2,9	2,9	2,6
Распределительная сеть	12	12	12	12	12	4,8
Внутриквартальная сеть	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	4,0
Полные затраты	20,2	53,6	35,2	24,5	48,1	21,4

Анализ данных таблицы приводит к следующим выводам.

1. Суммарные затраты металла для вариантов I, IVa и V мало отличаются друг от друга. Другими словами, применение существующей схемы с расположением станций в самих городах, не позволяющей полностью осуществить резервирование по теплу и лишаящей возможности последовательного включения агрегатов различной экономичности, не дает каких-либо заметных преимуществ по сравнению со схемой выноса станции за пределы города на расстояние до 20 км, если во втором случае применить однострубную питательную магистраль и режим подмешивания воды в центрах распределения ее в городе. Однако варианты IVa и V позволяют сократить завоз топлива в город и улучшают условия выработки энергии и тепла, сосредоточивая выработку на наиболее экономичной станции. Наличие в городе пиковых источников тепла позволяет в варианте IVa полностью резервировать теплоснабжение без ухудшения экономичности схемы.

2. Применение однострубной системы в пределах города с доведением ее до квартала само по себе не дает преимуществ в суммарной затрате металла при одинаковой дальности транспорта тепла. Выигрыш, получаемый за счет экономии металла в распределительных сетях, почти полностью поглощается переносом подмешивания

воды непосредственно в квартальный узел. Размещение пиковых источников в кварталах, т. е. создание значительного количества квартальных пиковых котельных, явно нерационально. Вопрос о возможности осуществления этого варианта по условиям загрузки городских водопроводных и канализационных сооружений будет рассмотрен ниже.

3. Предлагаемые некоторыми проектными организациями варианты выноса части станций за город на расстояние до 20 км с сохранением двухтрубной сети от станций до потребителя (варианты II и III) являются наиболее металлоемкими, а вариант II превышает по расходу металла вариант дальнего транспортирования тепла на расстояние в шесть раз большее, т. е. на 120 км, с применением однострубного теплопровода.

4. Улучшение двухтрубной системы при условии выноса части станций за пределы города возможно только путем применения количественного режима регулирования отпуска тепла с внегородских станций и организации подмешивания воды на городских (вариант III). Последнее обстоятельство требует перехода на полную параллельную работу станций и превращение городских станций в пиковые источники тепла. Однако и этот вариант, снижающий расход металла на внешнюю магистраль, все же менее экономичен по сравнению с вариантом однострубной магистрали.

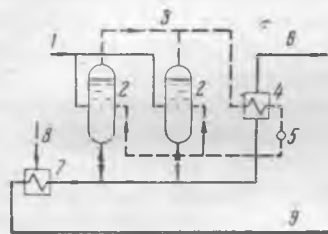
Учитывая определенные преимущества однострубной сети в пределах города, можно было бы рассмотреть еще один вариант укрупнения городских «кварталов» с превращением их в тепловые микрорайоны с нагрузками порядка 30—40, а не 3—4 млн. ккал/час. Это дало бы возможность в ряде случаев осуществить подмешивание воды в укрупненных узлах, в которых должны располагаться пиковые котельные. Однако, несмотря на то, что этот вариант обещает значительную экономию металла на питательные сети без большого перерасхода его в распределительных сетях, все же сооружение большого количества пиковых котельных малой производительности (по 15—20 млн. ккал/час) вряд ли возможно в современном крупном городе по условиям транспортирования топлива и т. д.

Таким образом, можно прийти к выводу, что вариант рассмотренной выше схемы обладает несомненными преимуществами и не вызывает перерасхода металла даже при необходимости размещения станций на большом расстоянии от города. Сосредоточение выработки энергии на основных станциях энергосистемы, удобно расположенных в отношении доставки топлива и воды, укрупнение агрегатов, сокращение железнодорожных перевозок топлива, освобождение города от золы и дыма и возможность подачи потребителям готового тепла в виде горячей умягченной воды, — все эти соображения, которые не всегда могут быть выражены в непосредственной денежной экономии, говорят в пользу однострубного варианта питательных магистралей. Вместе с тем, расчеты показывают, что доводить однострубный теплопровод до квартала мало целесообразно по условиям экономии металла.

О „сливе“ воды и возможности применения однотрубной сети внутри городов

При определении расхода горячей воды на бытовые нужды можно считать, что количество воды, фактически расходуемое потребителями, составляет от 40 до 60% от всей воды, подаваемой водопроводом. При полном удовлетворении бытовых нужд населения достаточно принять среднесуточный расход воды с температурой 60°С в количестве 2,5 л/час на одного жителя. В пересчете на участие в тепловой нагрузке города это означает, что на каждый млн. ккал/час при среднезимнем режиме расходуется горячей воды с температурой 60°С около 4 т. При подаче тепла по магистрали с постоянной температурой 180°С на каждый млн. ккал расходуется около 6 т воды или использование воды при среднезимних температурах воздуха составит около 67%. В более теплые дни вся подаваемая городу по однотрубному теплопроводу вода может быть использована. Таким образом, среднесуточный слив сетевой воды может иметь место только в холодные дни, когда повышается температура сетевой воды за системами отопления, а расход воды не увеличивается. При расчете загрузки теплопровода от станции до города не на среднезимнюю, а на несколько меньшую нагрузку, можно довести сезонный слив до незначительной величины, не отражающейся на экономике транспорта тепла.

Резкие колебания потребления воды на бытовые нужды в течение суток требуют принятия определенных мер по выравниванию не только режима потребления воды, но и режима подачи тепла и приготовления воды на станции. Для этой цели применяют местное аккумулялирование тепла в зданиях, которое можно выполнить различными способами, но при несколько усложненных тепловых вводах и их эксплуатации. Схема центрального аккумулялирования показана на рис. 4. Вода,



1—ввод горячей воды (180°С); 2—расширитель-аккумулятор (1,2—2 ата); 3—линия пара (1,2—2 ата); 4—пароводяной подогреватель сетевой воды; 5—конденсатный насос; 6—обратная магистраль; 7—пиковый подогреватель; 8—трубопровод от пиковых котлов; 9—подающая магистраль.

Рис. 4. Схема центрального аккумулялирования воды.

поступающая из теплопровода с температурой около 180°С, направляется в смесительный бак-расширитель, в котором поддерживается давление порядка 1,2—2 ата. Образующийся при расширении пар может быть использован на технологические нужды, на производство электроэнергии по схеме, описанной ранее³, или же может служить для подогрева воды, возвращающейся из двухтрубной городской сети. В этот же расширитель

направляется и излишек воды сверх среднесуточного потребления, возвращающийся в некоторые часы по обратной магистрали. Даже при полном возврате воды в ночные часы средняя температура в баке не падает ниже 110°С, так как количеству подаваемой со станции воды с температурой 180°С отвечает меньшее или такое же количество охлажденной воды с температурой 35—70°С. Емкость баков должна соответствовать количеству воды, накапливаемому в ночное время, или примерно 4-часовому среднесуточному расходу воды. Таким образом, на 1 млн. ккал, отпускаемый из теплопровода, потребуется емкость около 22—24 м³.

Установка таких аккумуляторов является довольно громоздким, однако не более дорогим сооружением, чем установка той же емкости в местных аккумуляторах. Для района со среднезимним отпуском 200 млн. ккал/час потребуется установить около 20 аккумуляторов диаметром 3,5 и высотой 25 м. Следует отметить, что существующие емкости газгольдеров дальнего газоснабжения значительно больше.

Совершенно иначе обстоит дело при применении однотрубной внутригородской сети с максимальной температурой 180°С. В самый холодный день расход сетевой воды на бытовые нужды падает с 2,5 до 2 л/час на жителя; в ночное же время практически падает до нуля. Расход воды по однотрубному распределительному теплопроводу с графиком 180—70°С составит около 8 л/час на каждого жителя, т. е. 6 л/час должны сливаться в канализацию. Для охлаждения этого количества до 50°С потребуется добавить из водопровода еще 2,5 л холодной воды. Таким образом, в среднем за сутки расход воды, не использованной населением, составит около 8,5 л/час на каждого жителя, или около 200 л/сутки. Это количество превышает нормальный канализационный расход и вследствие этого пропускную способность канализационных сооружений города придется увеличить. Несомненно, что такое решение приведет к очень значительным капитальным затратам и к перерасходу металла. Увеличится и потребная пропускная способность водопровода для охлаждения сливаемой из тепловой сети воды, причем это увеличение будет весьма значительным и потребуются повышенные затраты металла на водопроводные линии.

Приведенные подсчеты характеризуют затруднения, с которыми придется сталкиваться при децентрализованном сливе, не допускающем работы по графику с подмешиванием, сокращающим подачу воды в городскую сеть.

Одновременно должна увеличиться и производительность водоподготовительных устройств на станциях, что во многих случаях чрезвычайно затруднит выбор площадки станции и выбор подходящего источника водоснабжения.

Следует еще раз подчеркнуть, что задача выбора схемы теплоснабжения города не ограничивается применением однотрубных теплопроводов, а должен решаться комплексно с учетом всех элементов системы теплоснабжения, указанных в предлагаемой схеме.

³ В. Б. Пакшвер, Турбинные смесительные подстанции дальнего теплоснабжения, Сборник трудов ВЗЭИ, Госэнергоиздат, 1951.



Вопросы теплофикации городов и промышленности

Инж. Р. Н. Виндман и инж. А. А. Николаев

На современном уровне развития народного хозяйства характерным для теплофикации является большая величина концентрированных тепловых нагрузок и группировка потребителей тепла в крупные тепловые районы.

Своеобразие тепловых районов помимо масштаба теплового потребления заключается в разнотипности тепловых потребителей как по параметрам, так и по режимам расхода тепла, а также в значительных территориальных разрывах между отдельными группами потребителей. Многообразие местных условий исключает возможность создания универсальных схем теплофикации, которые могли бы быть рекомендованы для всех случаев как типовые.

Для технически и экономически обоснованного решения теплофикации современного теплового района обязательной является в каждом отдельном случае разработка генерального плана теплофикации или схемы теплоснабжения района или города.

По некоторым основным положениям схем теплофикации в настоящее время достигнута полная принципиальная ясность. К таким положениям относятся:

а) целесообразность укрупнения мощности тэц и единичных мощностей устанавливаемых агрегатов;

б) теплоснабжение бытовых и промышленных потребителей от общих крупных тэц;

в) размещение тэц вне жилых массивов на расстоянии, обеспечивающем благоприятные санитарно-гигиенические условия для населения;

г) параллельная работа (экономически обоснованная) всех источников тепла района на общие тепловые сети.

В соответствии с этими положениями теплофикация городов и промышленности осуществляется, как правило, от мощных тэц высокого давления, расположенных в промышленных районах городов вблизи крупных предприятий на удобных для тэц площадках. Проектная мощность тэц принимается порядка 100—150 тыс. кВт, достигая в отдельных случаях 400 тыс. кВт. Укрупнение тэц и размещение их в промышленных районах, на площадках, удаленных от жилых массивов, приводит к увеличению мощности тепловых потоков и радиуса действия тепловых сетей, который на ряде объектов достигает для водяных сетей 12—15 км и для паровых 5—6 км.

Выбор основного оборудования тэц производится в соответствии с характером тепловых нагрузок и участием тэц в электрическом балансе районной энергетической системы.

Для преобладающего числа районов обязательным условием является возможность работы тэц с номинальной мощностью устанавливаемых турбоагрегатов при колебании графика теплопотребления. Устанавливаемые на входящих в энергетические системы электростанциях турбоагрегаты выбираются возможно более крупными.

Для изолированных электростанций выбор турбоагрегатов производится таким образом, чтобы при выходе одного из них остальные обеспечили бы покрытие электрических нагрузок. При этом учитываются условия возможного регулирования потребителей.

Для многих промышленных районов характерным является преобладание технологических тепловых нагрузок, достигающих в некоторых случаях 60 ÷ 70% от суммарного теплового максимума.

Как правило, на тэц ставятся турбины с регулируемыми отборами пара и конденсацией типа ВТ-25 и ВПТ-25. В комбинации с этими турбинами применяются также турбины с противодавлением типа ВР-25 для отдачи пара на теплотехнические процессы.

На современных тэц выбор основного оборудования подчиняется принципу наиболее целесообразного сочетания различного типа турбин применительно к тепловому и энергетическому балансу района, причем в зависимости от характера последнего при одном и том же расчетном тепловом и электрическом максимуме нагрузок для различных районов может быть принято к установке на тэц различное оборудование.

Система водяных сетей, тепловая мощность которой обычно составляет 30—40% от суммарного теплового максимума районной промышленной тэц, выполняется двухтрубной с двух- или трехступенчатым подогревом сетевой воды. Применение трехступенчатого подогрева сетевой воды обеспечивает 2—3% экономии топлива по сравнению с двухступенчатым. Трехступенчатый подогрев может быть осуществлен без усложнения основных турбин, путем установки вспомогательных турбин, работающих на паре из регулируемого отбора 1,2—2,5 ата на противодавление 0,4—0,7 ата (схема Зильбермана — ЛМЗ). Эти турбины приводят в движение вспомогательные генераторы или являются приводными турбинами сетевых насосов.

До настоящего времени схема трехступенчатого подогрева сетевой воды, примененная в ряде проектов крупных тэц, не реализована, так как необходимые для нее вспомогательные турбины не были изготовлены. Для подогрева сетевой воды на тэц применяют крупные подогреватели с поверхностью нагрева по 350—550 м², сблокированные последовательно по три подогревателя в каждой группе. График температуры воды принимается равным 150—70° С. Повышение температуры горячей воды сверх 150° С экономически оправдывается при сооружении тепловых сетей с транзитными участками на головных магистралях более 12—15 км. При любом радиусе действия тепловых сетей очень эффективным окажется понижение расчетной температуры обратной воды. С этой точки зрения значительный интерес представляют работы Академии наук Латвийской ССР по новым схемам безэлеваторного присоединения отопительных систем, в которых обоснованы

вается возможность снижения температуры обратной воды до 55—60° С.

Ближайшей перспективой улучшения экономических показателей тэц большой мощности является переход на более крупные теплофикационные агрегаты ВПТ-50 и на более крупные котлы 440 т/час.

Снижение веса металла и стоимости оборудования при установке одного турбогенератора ВПТ-50 вместо двух турбогенераторов ВПТ-25 составляют около 30%. Тепловая экономичность турбогенератора ВПТ-50 выше турбогенератора ВПТ-25 на 3—5%.

Одновременно с внедрением более крупных агрегатов на тэц высокого давления при существующих параметрах пара необходимо вести работы по проверке целесообразности дальнейшего повышения начальных параметров пара.

На основе анализа тепловых балансов районов теплоснабжения должны быть выявлены новые типы теплофикационных турбин, особенно коммунально-отопительных, их параметры и величины отборов, схемы подогрева воды и пр.

Современные тэц, как правило, работают на общие водяные и паровые сети с утилизационными установками предприятий. Анализ вопросов утилизации отбросного тепла предприятий является обязательным при теплофикации современных районов, так как целесообразное включение в систему теплоснабжения утилизируемого тепла резко повышает ее экономическую эффективность.

При сооружении в районе нескольких тэц следует проверять возможность и целесообразность их параллельной работы, что повышает надежность теплоснабжения, маневренность проведения текущего и капитального ремонтов теплосетей и тэц, позволяет снизить размеры резервного оборудования тэц, а в отдельных случаях лучше использовать в течение года наиболее экономичные тэц, укомплектованные более совершенным оборудованием, путем включения их в базовую часть годового графика тепловой нагрузки района. Это может иметь место при развитии теплофикации существующих районов, в частности наиболее крупных городов, теплофикация которых до последнего времени осуществлялась от тэц, расположенных непосредственно в жилых массивах. Некоторые существующие городские тэц в связи с последующим развитием жилых районов оказались расположенными на стесненных территориях и ухудшают санитарное состояние прилегающих жилых массивов.

Характерным для крупных городов является преобладание коммунально-бытовой тепловой нагрузки и ее большая абсолютная величина. Поэтому, если в преобладающем числе случаев теплофикация как новых, так и существующих городов обеспечивается мощными районными тэц, подающими тепло предприятиям и жилым массивам, то для теплофикации крупных городов возникает необходимость в сооружении специальных так называемых отопительных или коммунальных тэц.

Стремление выбрать для новой тэц благоприятную и удаленную от жилых массивов площадку приводит в некоторых случаях к необхо-

димости размещения площадки тэц за городской чертой на расстоянии 12—20 км.

По сравнению с существующими городскими тэц эти новые загородные тэц, даже если они укомплектованы таким же оборудованием, как и городские, целесообразно использовать в качестве базовых, так как это позволяет снизить загрузку городских тэц и улучшить санитарно-гигиенические условия города.

Однако следует отметить, что такая работа новой тэц может иметь место лишь на первом этапе развития системы, пока в эксплуатации находится одна загородная тэц, и удельный вес ее в максимуме тепловой нагрузки составляет не более 40—50%.

По мере развития теплофикации города будут сооружаться новые тэц, расположенные в таких же благоприятных условиях, как и первая загородная тэц. Долевое участие существующих тэц снизится до 10—20%, и по существу каждая новая тэц будет работать на свой район, как это обычно имеет место при строительстве нескольких тэц в новых промышленных районах.

Стремление обеспечить базовую тепловую нагрузку для более мощных и экономичных загородных тэц привело к возникновению нерационального предложения о сооружении отдельно от тэц в пределах города специальных пиковых котельных для покрытия отопительной нагрузки в размере 40—50% от теплового максимума.

Несмотря на небольшое количество часов использования пиковых котельных в течение года, их большая часовая производительность (40—50% теплового максимума района теплофикации) обуславливает максимальное часовое потребление ими почти такого же большого количества топлива, как и на самих тэц. Это приводит к необходимости создания на пиковых котельных крупного топливно-транспортного хозяйства и мощной системы золоудаления. Расположение пиковых котельных около жилых массивов города практически исключает возможность создания такого хозяйства для работы на твердом топливе и предопределяет их работу только на газовом или жидком топливе. Применение для этих котельных такого топлива обуславливается также необходимостью быстрого их пуска с увеличением тепловой нагрузки от нуля до максимума. Однако снабжение пиковых отопительных котельных газовым или жидким топливом в размере, необходимом для покрытия 40—50% теплового максимума отопительной нагрузки крупного города, в большинстве случаев не может быть обеспечено. Эти котельные должны быть оборудованы также мощными водоподготовительными установками.

Все оборудование пиковых отопительных котельных должно постоянно находиться в состоянии горячего резерва, так как включение его в работу не может быть заранее точно установлено. В связи с этим котельные должны быть полностью укомплектованы эксплуатационным персоналом, мало используемым в течение всего года.

Небольшое число часов использования оборудования этих котельных и малая годовая выработка тепла сочетаются с их низким к. п. д. и большими затратами на обслуживание. Стоимость единицы тепла, полученной в пиковых котельных,

в несколько раз превысит стоимость тепла, полученной в обычной районной отопительной котельной. Вместе с тем покрытие пиковой тепловой нагрузки за счет основного оборудования загородных тэц можно осуществить и без сооружения отдельных пиковых котельных в городе.

Общее число и производительность котлов на тэц определяется по максимальному расходу пара на электростанции. При выходе из работы одного котла оставшиеся должны обеспечить полную электрическую мощность турбогенераторов, максимально-длительную отдачу пара на производство и среднюю за наиболее холодный месяц отдачу тепла на отопление, вентиляцию и бытовое горячее водоснабжение.

Сооружение пиковой котельной не может исключить установку резервного котла и на чисто-отопительной тэц, без которого не обеспечивается номинальная электрическая мощность при выходе из работы одного из котлов. Наличие резервного котла на отопительной тэц при средней температуре за наиболее холодный месяц позволяет покрыть значительную величину пиковой части графика тепловой нагрузки. При количестве котлов до пяти вопрос пикового подогрева в размере около 40% от общего теплового максимума полностью решается за счет резервного котла. Вопрос об установке специальных пиковых котлов возникает лишь на очень крупных чисто-отопительных тэц, где установлено более пяти котлов высокого давления.

В таких случаях пиковые отопительные котлы должны устанавливаться на тэц и нет никакой необходимости прибегать к строительству в городе отдельных пиковых котельных, заметно снижая при этом общую экономичность теплоснабжения.

Для районных мощных тэц, обеспечивающих теплому предприятию и жилые массивы, проблема пикового подогрева сетевой воды вообще не возникает.

Всякое удаление тэц от потребителей приводит при прочих равных условиях к удорожанию и снижению экономичности теплоснабжения в связи с резким увеличением затрат на сооружение теплосети и стоимости передачи тепла.

Укрупнение мощности тэц и единичной мощности агрегатов является средством повышения экономичности теплоснабжения. Нельзя, однако, допустить, чтобы достигнутая при этом экономия поглощалась искусственным удалением тэц от потребителей. Удаление тэц от потребителей определяется местными условиями водоснабжения, транспортировки топлива, условиями золоудаления, трассировки тепловых сетей и необходимостью обеспечения санитарно-гигиенических условий для населения.

Сооружение загородных тэц, как показали проведенные расчеты, может не привести к увеличению капитальных затрат только в том случае, если при выносе тэц за пределы города можно было бы снизить требования и сократить затраты по очистке дымовых газов тэц, что, однако, практически не имеет места. Особенно сильное относительное удорожание теплоснабжения из-за удаления тэц от потребителей возникает при тэц небольшой или средней мощности. Техно-экономические расчеты показали, что чем больше тепла

передается от загородной тэц, тем ниже относительное удорожание теплоснабжения из-за удаления от потребителей. В связи с этим мощность загородных тэц принимается в пределах 150—300 тыс. кВт с отдачей тепла 500—1 000 млн. ккал/час. Но и в этих условиях, при расстоянии тэц от города около 20 км, затраты на сооружение теплосетей и стоимость передачи тепла от загородных тэц получаются для средних условий вдвое больше, чем от городских тэц при радиусе действия городских сетей в пределах 5—8 км. В связи с этим для снижения затрат на сооружение тепловых магистралей, особенно от загородных тэц, возник вариант применения однотрубной схемы тепловых сетей с частичным использованием сбрасываемой воды для бытового горячего водоснабжения. При этом площадку тэц следует размещать у мощного источника водоснабжения, который должен удовлетворять всем санитарным требованиям питьевого источника водоснабжения. Указанные условия ограничивают возможность применения однотрубной системы. Но даже в случае наличия благоприятной площадки для сооружения тэц в месте водоисточника, однотрубная схема все же в большинстве случаев не может быть применена по экономическим соображениям.

Одним из нерешенных вопросов однотрубной системы является вопрос сброса всей обратной сетевой воды при температуре 70° С, так как при этой температуре вода не может направляться в систему ливневой или фекальной канализации. Метод охлаждения сбрасываемой в канализацию воды путем смешения ее с холодной водой питьевого водопровода, как правило, не может быть реализован без значительной реконструкции систем канализации и особенно водопровода, не рассчитанных на эту дополнительную значительную нагрузку. Экономическая неэффективность системы сброса обратной сетевой воды в канализацию предопределяется также требованием очистки огромных масс сырой воды, которые при этом не используются, и необходимостью сооружения на тэц мощных установок по осветлению, умягчению и деаэрации воды, стоимость которых при современных методах обработки воды очень высока.

Часто имеют место случаи, когда в технико-экономических расчетах по сопоставлению различных вариантов теплоснабжения по укрупненным показателям оценивается только стоимость основного оборудования водоподготовки и не учитываются затраты на строительные сооружения, электрооборудование, контрольно-измерительную аппаратуру и автоматику, вспомогательное оборудование, складское хозяйство, транспортные устройства и пр. Это приводит к резкому занижению затрат по сравнению со сметными данными. По материалам смет к реальным объектам стоимость установки для осветления, умягчения и деаэрации воды для среднего качества составляет 6—8 тыс. руб. на 1 м³ производительности. В лучшем случае, когда исходная вода будет обладать столь хорошими природными качествами, что можно будет ограничиться только деаэрацией, стоимость установки составит 2,5 тыс. руб. на 1 м³ производительности.

Стоимость основных магистралей двухтрубной водяной сети с нагрузкой 200 млн. ккал/час для средних условий составляет 25—30 млн. руб. При переходе на однетрубную систему снижение стоимости составит около 30—40%, т. е. будет достигнута экономия по сети 8—10 млн. руб.

Если принять, что отбор воды для горячего водоснабжения будет производиться из обратного трубопровода, т. е. учесть расход тепла только на отопление и вентиляцию, то расход воды в системе при принятой нагрузке составит 2 000—2 200 м³/час, а стоимость водоподготовки этой воды на тэц — 12—16 млн. руб.

Таким образом, дополнительные затраты на тэц превысят размер снижения стоимости тепловых магистралей. Вместе с тем, несмотря на то, что вода для бытовых нужд будет отбираться из обратных трубопроводов тепловой сети, потеря тепла со сливом неиспользованной воды составит (с учетом многоступенчатого подогрева сетевой воды) за год не менее, чем 4—5% или для рассмотренного случая 8—9 тыс. т в год условного топлива стоимостью около 1,5 млн. руб., что является очень большой потерей. Для сравнительной оценки необходимо отметить, что эти потери составляют почти 50% экономии топлива, получающейся от перевода электростанции с параметрами 29/400 на параметры 90/500 или от перехода с высоких на сверхвысокие параметры пара.

Очевидно, что однетрубная система при современных условиях водоподготовки и схем подогрева воды не может быть рекомендована к широкому применению.

Учитывая большую стоимость транзитных участков тепловых магистралей загородных тэц, площадку станции следует размещать как можно ближе к городу, в зависимости от санитарных условий жилых массивов и требований охраны воздушного бассейна города. Если выбор площадки при этом положительно разрешает все технологические задачи мощной тэц, то всякое дальнейшее удаление тэц от города излишне и приведет лишь к неоправданным дополнительным затратам.

Явно ошибочным является мнение о том, что если допустить удаление тэц от города на расстояние 100—120 км, то можно, разместив тэц у топливной базы и у мощного водоисточника, получить настолько благоприятные условия, что система теплоснабжения в целом окажется экономически более эффективной, чем при размещении тэц вблизи города. Во-первых, в районе наиболее крупных городов практически отсутствуют условия совмещения топливной базы и мощного водоисточника, а, во-вторых, при большой мощности современных тэц, даже при размещении площадки тэц в районе добычи местного топлива, не удалось бы избежать транспортировки топлива с выходом в большинстве случаев на железнодорожные магистрали. Некоторое снижение расходов по транспортировке топлива по железной дороге в связи с приближением к месту добычи топлива, в несколько раз перекрывается стои-

мостью передачи горячей воды на расстояние около 100 км.

Годовой режим загрузки тэц по теплу не зависит от размещения ее по отношению к потребителям, и годовая выработка тепла на тэц, удаленной на 120 км от города, будет такой же, как и для тэц, находящейся на расстоянии 10—20 км, если та и другая тэц предназначены для обслуживания одного и того же района города.

Если сопоставить оба варианта размещения тэц в равных условиях по отпуску тепла как в течение года, так и в период теплового часового максимума при одинаковых единичной мощности и характеристике турбин, прокладка лишних 100 км труб экономически ничем не может быть оправдана. Если даже допустить возможность применения при расстоянии 120 км однетрубной магистрали, то дополнительный расход труб, по сравнению с размещением тэц на расстоянии 20 км и с двухтрубной магистралью, составит при тепловой максимально часовой нагрузке 700—800 млн. ккал/час около 40 тыс. т. Этот расход труб эквивалентен весу металла в оборудовании, трубопроводах, строительных и других конструкциях электростанций высокого давления мощностью порядка 300 тыс. квт. Стоимость сооружения 100 км такой однетрубной магистрали ориентировочно оценивается в 300 млн. руб. Эта цифра достаточно убедительно показывает несостоятельность предлагаемых решений по удалению тэц на большие расстояния (100 и более км) от городов.

Следует подчеркнуть, что проблема сооружения в пределах ближайшего десятилетия загородных тэц мощностью 200—300 тыс. квт с отпуском тепла для покрытия отопительно-вентиляционной нагрузки в размере 600—1 000 млн. ккал/час возникает только для нескольких наиболее крупных городов и не определяет общего направления в развитии отечественной теплофикации. Развитие теплофикации преобладающего числа районов должно пойти по линии сооружения мощных районных тэц, предназначенных для одновременного теплоснабжения промышленности и жилых массивов. Все достижения современной энергетики в полной мере найдут и находят применение на этих районных тэц.

Рассмотренные за последние годы некоторые схемы теплоснабжения, например, однетрубные схемы теплоснабжения от сверхдальних тэц и др., в настоящее время не могут быть рекомендованы к практическому применению. Однако некоторые из этих работ позволяют по-новому оценить влияние отдельных факторов на экономичность теплофикационных систем, наметить пути для дальнейшего усовершенствования существующих систем и подъема теплофикации на более высокий технический уровень.

Работы по изысканию новых схем теплофикации еще не закончены. При дальнейшем изучении новых схем теплофикации необходима их проверка для нескольких объектов, что позволит установить их целесообразность и выявить влияние местных условий на общие выводы.



Комплексная механизация выемки котлована под главный корпус

Инж. М. Л. Больник и инж. М. В. Черкасов

Технология и порядок производства работ

Из опыта строительства ряда электростанций за последние годы установлено, что вследствие большой насыщенности подземной части главного корпуса фундаментами, каналами и туннелями разработку его котлована целесообразно проводить в виде общей выемки.

В общий контур котлована включается также выемка для узла технического водоснабжения (напорные стальные водоводы и подводные железобетонные каналы).

В соответствии с отметками заложения фундаментов глубина котлована в пределах его контура различна и колеблется от 2,5 и до 6 м; общий объем выемки достигает 70 тыс. м³.

В порядке обобщения накопленного к 1953 г. опыта разработано несколько схем комплексной механизации земляных работ по главным корпусам¹.

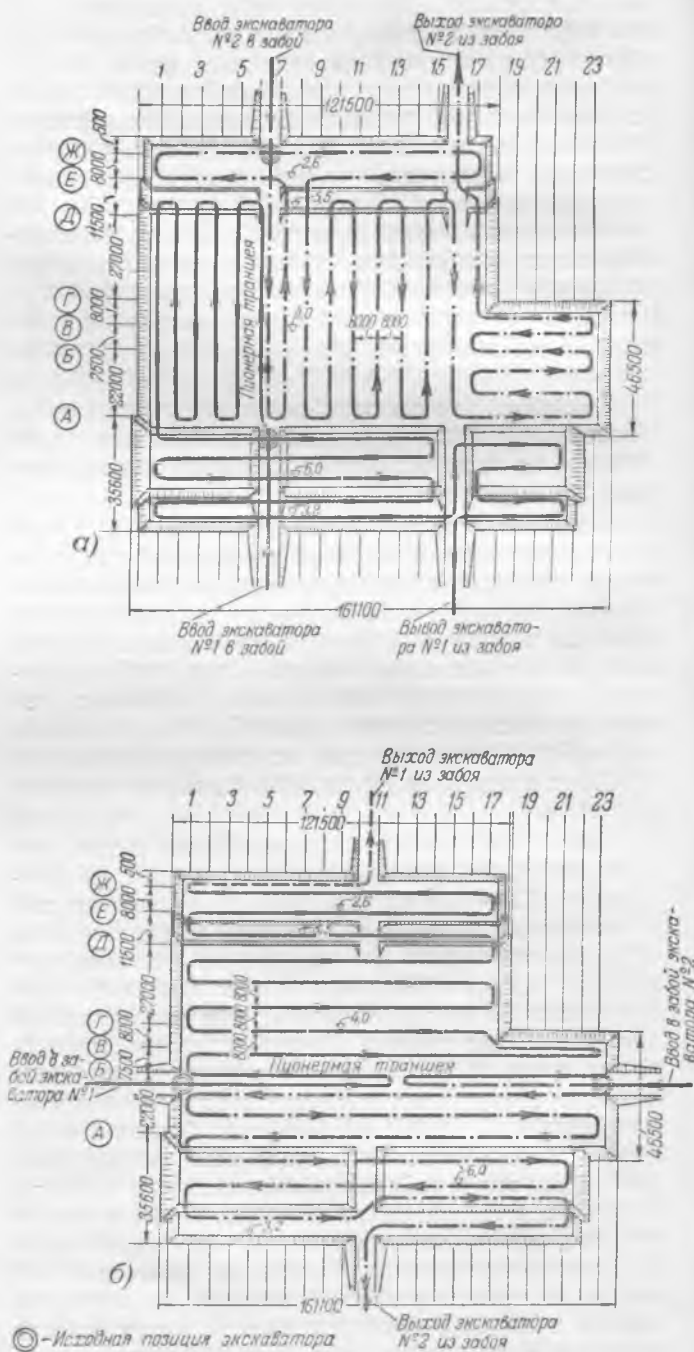
Технологическая последовательность разработки котлована для всех рассматриваемых схем комплексной механизации принимается одинаковой. Разработка котлована начинается с выемки пионерной траншеи. Для всех категорий грунта имеются два варианта расположения пионерной траншеи (см. рисунок): вдоль котлована (а) и поперек котлована (б).

Расположение пионерной траншеи вдоль котлована целесообразно в тех случаях, когда по местным условиям и календарному плану производства работ возможно и предусмотрено открытие всего котлована одновременно, а расположение пионерной траншеи поперек котлована — при проведении всех работ в две очереди. После открытия пионерной траншеи выемку грунта производят двумя экскаваторами. Схемы выемки котлована и движения экскаваторов показаны на рисунке.

Экскаваторы не добирают грунта до проектной отметки на 30 см. Зачистка дна котлована выполняется бульдозером типа Д-271 на глубину 20 см с подачей грунта под ковш экскаватора.

Местные углубления на глубину 10 см для бетонной подготовки делают вручную одновременно с производством бетонных работ.

¹ Схемы комплексной механизации утверждены Министерством электростанций как типовые. Р е д.



Два варианта расположения пионерной траншеи.

а — вдоль котлована; б — поперек котлована
 — движение экскаватора №1; - - - - движение экскаватора №2; - - - - холостой ход экскаватора.

При расчетах принято, что весь грунт от выемки должен быть вывезен из района главного корпуса на расстояние 1—2 км; эти расстояния и необходимость перевозки всего грунта от котлована главного корпуса соответствуют условиям, наиболее часто встречающимся на строительстве электростанций.

Выбор машин в комплекте

Основным ведущим механизмом для всех схем комплексной механизации является экскаватор, в соответствии с которым подбирают остальные механизмы, входящие в комплект, причем можно отметить, что наилучшие результаты достигаются при работе экскаваторов с прямой лопатой.

Зачистка котлована и работы по разравниванию грунта на отвале и ремонту землевозных путей выполняются бульдозерами.

Как показали подсчеты, для всех схем комплексной механизации необходимо иметь не менее двух бульдозеров. Для тяжелых грунтов дополнительно применяется рыхлитель типа Д-162 для предварительного рыхления грунта.

Бульдозеры должны быть снабжены открылками, что повышает их производительность на 20—25%.

При расчете производительности транспортно-оборудования приняты дороги с удельным сопротивлением движению, соответствующему усредненным условиям на стройках.

За последние годы на строительстве ряда электростанций при разработке котлованов под главный корпус широко применяют экскаваторы, оборудованные драглайном.

Как показал опыт экскаваторщиков, освоивших погрузку грунта на автосамосвалы, применение экскаваторов с драглайном дает значительные преимущества, так как в период выпадения осадков въезд в котлован и выезд из него как экскаваторов, так и автомашин крайне затруднен. Это объясняется тем, что помосты-слани из бревен из-за дефицита лесоматериалов часто не выполняются. При применении драглайна создается широкий погрузочный фронт в районе разработки и исключается необходимость въезда на дно котлована как автомашин, так и экскаватора.

Практика показала также, что зачистку можно значительно точнее и быстрее осуществить драглайном.

Отмечено, что грунт, зачищенный бульдозерами на дне котлована, лучше всего извлекается при помощи экскаватора, оборудованного драглайном.

По имеющимся в настоящее время справочным данным цикл работы прямой лопаты короче цикла работы экскаватора, оборудованного драглайном. Однако, учитывая указанные преимущества, дающие возможность улучшить технологию и сократить сроки производства работ, применение драглайнов можно рекомендовать для легких и небольшой части средних грунтов.

Работа экскаватора организуется в этом случае по тем же схемам с обязательным устройством пионерной траншеи.

Для всех вариантов и схем проводилось сравнение автосамосвалов типа ЗИС-585 грузоподъемностью 3,5 т и типа МАЗ-205 грузоподъемностью 5 т.

По данным ВНИОМС оптимальное соотношение емкости ковша экскаватора к емкости кузова автосамосвала должно быть 1 : 4.

Исходя из этих данных, для экскаваторов с емкостью ковша 1 м³ целесообразно было бы применять для отвозки грунта автосамосвалы МАЗ-205. По сравнению с автосамосвалами ЗИС-585 последние отличаются низкой удельной мощностью, дешевой дизельного топлива и меньшей трудоемкостью². Однако стоимость этих машин еще довольно высока и намного превышает стоимость автосамосвалов ЗИС-585 на 1 т их грузоподъемности.

Следует также отметить, что на большинстве строительстве тепловых электростанций этих машин еще мало, и гаражное хозяйство не приспособлено для их нормальной эксплуатации.

Кроме того, как показала практика, при отсутствии хороших дорог (что зачастую имеет место на строительстве) эти машины за короткое время выходят из строя. С учетом этих обстоятельств применение автосамосвалов МАЗ-205 на строительстве тепловых электростанций пока не может быть рекомендовано.

Основным фактором при выборе схемы комплексной механизации, типа механизмов и количества их в комплекте является категория грунта, который подлежит разработке.

Исходя из этого, схемы комплексной механизации составлены для трех наиболее часто встречающихся категорий грунта, а именно: для легких сухих, средних и тяжелых грунтов.

Сравнительные данные пяти вариантов комплектования машин в части продолжительности работ по выемке котлована и производственной стоимости 1 м³ грунта приведены в табл. 1.

Из приведенной таблицы видно, что применение сменных ковшей для разработки легких грунтов дает возможность сократить срок выемки котлована в 1,5 раза; при этом достигается снижение стоимости на 15%. Поэтому разработку котлована в легких грунтах следует рекомендовать с обязательным применением экскаваторов со сменными ковшами увеличенной емкости.

Из всех рассматриваемых вариантов (при наличии хороших дорог и надлежащего гаражного хозяйства) первый вариант является оптимальным.

Следует отметить, что по фактическим данным строек производительность экскаватора с емкостью ковша 0,5 м³ на легких грунтах соответствует 80% производительности экскаваторов с емкостью ковша 1 м³.

Темпы производства работ при этом варианте вполне обеспечивают выполнение последующих работ по строительству главного корпуса в необходимые сроки.

² Здесь понимается количество трудовых затрат (шофера и его помощника), отнесенных к 1 м³ грунта, перевозимого на автосамосвалах.

Таблица 1

Технико-экономические показатели для легких грунтов

Ведущая машина комплекта и вид транспорта	Продолжительность работы на все котловане, смены	Количество машин в комплекте	Количество автомашин для отвозки на 2 км	Энергоемкость единицы, л. с./м ³	Выработка одного рабочего в день, м ³	Вес металла в машинах на 1 м ³ сменной производительности, т
Экскаватор Э-504 со сменным ковшом емкостью 1 м ³ ; перевозка автосамосвалами МАЗ-205 . . .	53	2	22	0,031	32	0,16
То же, перевозка автосамосвалами ЗИС-585 . . .	53	2	27	0,035	29	0,15
Экскаватор Э-504 с основным ковшом емкостью 0,5 м ³ ; перевозка автосамосвалами ЗИС-585 . .	77	2	18	0,042	25	0,17
Экскаватор Э-1003 со сменным ковшом емкостью 2 м ³ ; перевозка автосамосвалами МАЗ-205 . . .	31	2	38	0,026	52	0,17
Экскаватор Э-1003 с основным ковшом емкостью 1 м ³ ; перевозка автосамосвалами МАЗ-205 . . .	49	2	24	0,030	32	0,20

Примечание. Для всех комплектов требуется два бульдозера.

Себестоимость единицы продукции при применении этого комплекта несколько выше, чем в комплектах, где применяются автомашины ЗИС-585, что является следствием еще очень высокой отпускной стоимости автомашин МАЗ-205 (и, следовательно, высокой величиной амортизационных отчислений).

Применение экскаваторов типа Э-1003 со сменным ковшом 2 м³ по всем показателям предпочтительно по сравнению с другими вариантами, однако этот комплект машин не может быть рекомендован, так как требуется значительное количество на строительстве автосамосвалов (так, самосвалов типа МАЗ-205 потребуется до 40 шт.). Кроме того, как было указано выше, автосамосвалы МАЗ-205 требуют хороших дорог и соответствующего ремонтного хозяйства.



О температурном коэффициенте теплопроводности для теплоизоляционных материалов

Инж. Д. А. Чернов

Как известно, для теплоизоляции электростанций широко применяют минеральную вату и изделия из нее, совелит, асбоцементные плиты и другие теплоизоляционные материалы.

При применении или при проектировании теплоизоляции необходимо знать зависимость

При разработке тяжелых грунтов ведущей машиной должен быть принят экскаватор Э-1003 с емкостью основного ковша 1 м³. Применение экскаваторов с ковшом меньшей емкости для тяжелых грунтов нецелесообразно.

Технологическая последовательность разработки грунта остается такой же, как при разработке легких грунтов. Разработка грунта должна выполняться только экскаваторами с прямыми лопатами.

Как показал опыт, в комплект машин при разработке и зачистке тяжелого грунта должен быть включен рыхлитель Д-162 на тракторе С-80 для предварительного разрыхления грунта при разработке пионерной траншеи экскаватором и при зачистке котлована бульдозером.

Зачистка большинства тяжелых грунтов без предварительного рыхления, как показала практика, не может быть осуществлена бульдозером.

В табл. 2 приведены технико-экономические показатели для средних и тяжелых грунтов (в числителе даны значения для средних, в знаменателе — для тяжелых грунтов).

Таблица 2

Технико-экономические показатели для средних и тяжелых грунтов

Ведущая машина комплекта и вид транспорта	Продолжительность работы комплекта на всем котловане, смены	Количество ведущих машин в комплекте	Количество автомашин для отвозки на 2 км	Энергоемкость единицы, л. с./м ³	Выработка на одного рабочего в день, м ³	Вес металла в машинах на 1 м ³ сменной производительности, т
Экскаватор одноковшовый с основным ковшом емкостью 1 м ³ ; перевозка автосамосвалами МАЗ-205	59	2	24	0,038	26	0,23
	74		19	0,041	23	0,30
То же; перевозка автосамосвалами ЗИС-585 . . .	59	2	29	0,042	24	0,20
	74		22	0,049	21	0,26

Примечание. Для средних грунтов требуется два бульдозера; для тяжелых грунтов — один бульдозер и один рыхлитель.

Нарушение устойчивости (лавина напряжения) в части энергосистемы

Канд. техн. наук В. М. Горнштейн

В 1953 г. в одной энергосистеме при коротком замыкании на линии электропередачи 110 кВ вследствие недостаточной разрывной мощности воздушного выключателя возникло короткое замыкание на шинах 110 кВ крупной электростанции. В результате отключения генераторов и линий 110 кВ дуга на шинах погасла. Одна из отключившихся линий, связывающих электростанцию с сетью, включилась обратно от АПВ. Часть энергосистемы, включая шины 110 кВ указанной электростанции и другую электростанцию несколько меньшей мощности, оказалась связанной с остальной частью энергосистемы длинной линией электропередачи 110 кВ. Нагрузка местных потребителей этой части энергосистемы более чем вдвое превышала мощность оставшихся в работе генераторов. Последние перегрузились и в результате напряжение на стороне 110 кВ снизилось до 30 кВ (возникла лавина напряжения). При этом нарушения синхронизма не произошло, частота в энергосистеме не снизилась, а поэтому автоматическая частотная разгрузка не работала.

Дежурный персонал вследствие незнакомства с сущностью явления растерялся и не принял мер для быстрого повышения напряжения путем включения отключившихся линий и отключения части потребителей. В результате напряжение в части энергосистемы, затронутой аварией, оставалось сниженным более 20 мин., после чего из-за нарушения работы собственных нужд и снижения вакуума были остановлены все турбогенераторы обеих электростанций. Последующий пуск их занял длительное время, в течение которого электроснабжение потребителей было нарушено.

Для предупреждения подобных случаев необходимо систематическое ознакомление персонала с условиями возникновения лавины напряжения и методами ее ликвидации. Это подтверждается, в частности, тем, что в другой энергосистеме при аналогичном случае в 1948 г., вызванном взрывом масляного выключателя 110 кВ на крупной электростанции, дежурный диспетчер быстрым отключением потребителей предотвратил развитие подобной аварии.

Действия персонала при возникновении лавины напряжения в части энергосистемы

Единственным средством быстрого восстановления нормального напряжения при лавине напряжения (в случае отсутствия возможности немед-

ленно включить резервные или отключившиеся во время аварии генераторы, компенсаторы и линии электропередачи) является отключение потребителей. Это отключение должно производиться как по распоряжению диспетчера, так и самостоятельно персоналом электростанций и районов сети, в которых снизилось напряжение, без соблюдения очередности, установленной обычными аварийными графиками, поскольку электроснабжение потребителей при лавине напряжения все равно нарушено.

Наряду с этим персонал электростанций должен, не ожидая указаний диспетчера, принять меры к обеспечению нормального питания собственных нужд, отделяя их, где это возможно, от сети.

Следует заметить, что описанная выше задержка ликвидации аварии, повлекшая ее развитие, объясняется тем, что персонал не решался включить отключившиеся во время аварии генераторы методом самосинхронизации, опасаясь, что при низком напряжении в энергосистеме толчок при включении генераторов еще больше ухудшит положение.

Много времени затрачивалось также на проверку синхронизма перед включением отключившихся во время аварии линий. При этом такая проверка синхронизма осложнялась тем, что при лавине напряжения в части энергосистемы, как указано ниже, напряжение и угол сдвига э. д. с. несколько колеблются.

Необычные показания синхроскопа вводят персонал в заблуждение, так как в некоторых случаях (значительный угол при отсутствии вращения) вызывают подозрение, что перегорели предохранители в цепях напряжения и персонал затрачивает время на их проверку.

В связи с этим следует указать, что включение генераторов при лавине напряжения, как и вообще в любых аварийных случаях, должно производиться только методом самосинхронизации, причем никакой опасности развития аварии такое включение не представляет.

Точно так же включение линий электропередачи, соединяющих часть энергосистемы, в которой произошла лавина напряжения, с остальными ее частями должно производиться без проверки синхронизма, независимо от того, допускается ли местными инструкциями такое включение при обычных условиях, так как лавина напряжения может произойти лишь при таких соотношениях между реактивными сопротивлениями генераторов

и линий, при которых даже несинхронное включение при наиболее неблагоприятных углах сдвига э. д. с. не представляет опасности для оборудования.

Перегрузка генераторов по току и меры ее устранения

В энергосистемах с достаточно мощными связями между электростанциями общая перегрузка генераторов по току может возникнуть лишь при низком коэффициенте мощности потребителей.

Она обычно невелика и допускается согласно «Правилам технической эксплуатации» в течение довольно длительного времени, достаточного для устранения ее силами диспетчера и дежурного персонала. Большие перегрузки током возникают в таких энергосистемах лишь при наличии еще и перегрузки генераторов активной мощностью, которая приводит к снижению частоты и устраняется в короткие сроки действием автоматической частотной разгрузки.

В отличие от этого генераторы, работающие в приемной части энергосистемы, связанной с мощной системой относительно слабой связью, могут значительно перегрузиться током и при нормальной частоте, так как при большой нагрузке линии активной мощностью они вынуждены покрывать всю реактивную нагрузку потребителей, мощность которых значительно превышает мощность генераторов, и, кроме того, в ряде случаев обеспечивать передачу реактивной мощности по линии в сторону системы.

Необходимо иметь в виду, что в таком случае попытки разгрузить генераторы по активной мощности соответственно увеличивают активную нагрузку линии, связывающей электростанцию с энергосистемой, и вызывают дополнительную загрузку генераторов реактивной мощностью, необходимой для компенсации увеличивающейся потери напряжения в линиях. Поэтому такая разгрузка дает некоторый (обычно незначительный) эффект лишь при слабо загруженной линии электропередачи, когда перегрузка генераторов и снижение напряжения на них незначительны.

Большие перегрузки (более 10—15%) при напряжении ниже номинального возникают в приемной части энергосистемы только в случае приближения нагрузки линии электропередачи к пределу передаваемой мощности, так как при таком режиме реактивная мощность, передаваемая от электростанции к энергосистеме (навстречу потоку активной мощности) быстро возрастает.

Устранение таких перегрузок нередко достигается увеличением активной нагрузки генераторов, чем соответственно разгружается линия электропередачи.

Если отсутствует резерв активной мощности или увеличение активной нагрузки не дает эффекта, следует разгружать генераторы снижением напряжения, но не ниже чем до 90% номинального. Дальнейшее снижение напряжения, как показали расчеты, не только не уменьшает перегрузку генераторов, а иногда и увеличивает ее (так как увеличение активной составляющей тока нагрузки вследствие снижения напряжения перекрывает уменьшение реактивной составляющей) и

потому недопустимо из-за опасности нарушения устойчивости.

Если указанные меры оказываются недостаточными для устранения перегрузки, единственным средством ее ликвидации без нарушения статической устойчивости является (при отсутствии возможности немедленно включить резервные линии электропередачи, генераторы или компенсаторы) отключение местных потребителей.

Однако особенно большие перегрузки генераторов должны быть устранены в очень короткие сроки. Например, согласно § 643 «Правил технической эксплуатации» 50%-ная перегрузка должна быть устранена в течение двух минут. Диспетчеры и дежурный персонал сетей могут не справиться с устранением перегрузки в такой срок. В этих случаях дежурный персонал электростанций вынужден по истечении сроков допустимости перегрузки разгружать генераторы во избежание их повреждения, несмотря на то, что это может вызвать нарушение устойчивости.

Разгрузку следует производить снижением возбуждения, так как при этом, как показано ниже, наиболее вероятно нарушение устойчивости в форме лавины напряжения, в то время как разгрузка генераторов по активной мощности может вызвать асинхронный ход, ликвидация которого гораздо труднее и длительнее, чем лавины напряжения.

Одновременно со снижением возбуждения следует разгружать генераторы и по активной мощности, но лишь в таких пределах, чтобы не допускать изменения знака реактивной мощности во избежание выхода их из синхронизма. Необходимо заметить, что изменение знака реактивной мощности само по себе не влечет выхода генераторов из синхронизма, однако сохранение положительной реактивной мощности в условиях глубокого снижения напряжения является единственным критерием, по которому персонал может судить о достаточности запаса устойчивости по генератору.

Характер протекания процессов нарушения устойчивости

Рассмотрим работу приемной части энергосистемы (т. е. района, мощность электростанции которого недостаточна для покрытия нагрузки своих потребителей), связанной с остальной частью мощной энергосистемы (примем ее за шины бесконечно большой мощности) линией электропередачи (рис. 1).

Характеристики линии электропередачи можно выразить зависимостью реактивной нагрузки в конце линии Q от напряжения в конце U_2 при различных величинах передаваемой активной мощности P (рис. 2). Указанную зависимость проще всего определить из серии круговых диа-

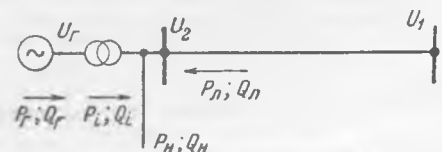


Рис. 1. Расчетная схема энергосистемы.

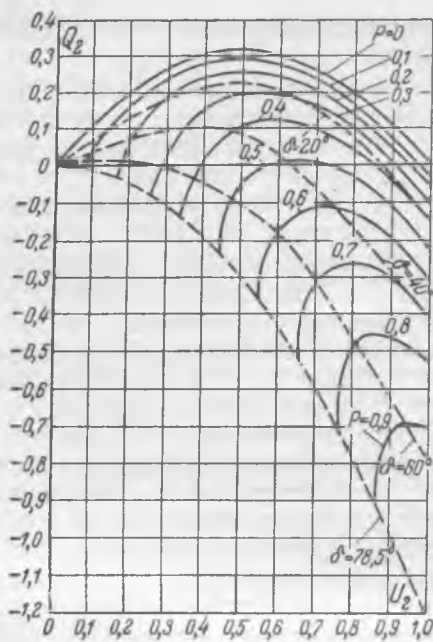


Рис. 2. Зависимость реактивной нагрузки от напряжения в конце линии и от активной нагрузки.

грамм линий, построенных для различных напряжений U_2 в конце. Напряжение в начале (шины бесконечно большой мощности) при построении кривых рис. 2 принималось постоянным $U_1 = 1,0$. За единицу активной и реактивной мощности принимался предел передаваемой мощности в конце линии передачи при $U_1 = U_2 = 1,0$.

Кривые строились для различных отношений реактивного сопротивления линии X к активному R . Для кривых рис. 2 это отношение равно 5 (оно может меняться, так как в состав линии передачи могут входить трансформаторы).

На том же рис. 2 пунктиром нанесены кривые постоянных углов сдвига δ между векторами напряжений начала U_1 и конца U_2 линии электропередачи.

При принятом отношении $X/R = 5$ предел передаваемой мощности в конце линии передачи достигается при угле $\delta = 90^\circ - \arctg X/R = 78,5^\circ$,

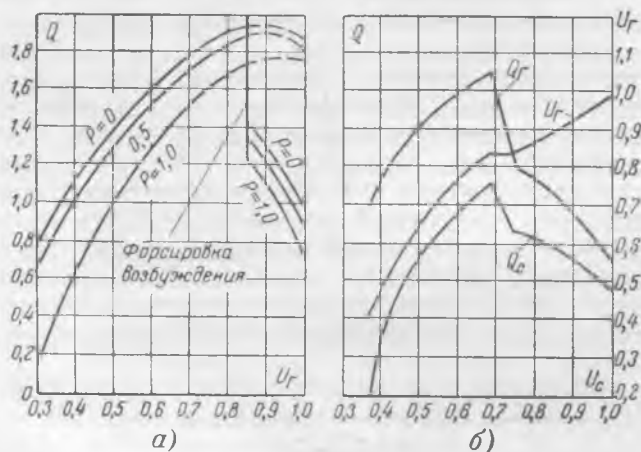


Рис. 3. Зависимость реактивной нагрузки генератора Г-25-2 от напряжения.

а — работа непосредственно на шины; б — работа через повысительный трансформатор.

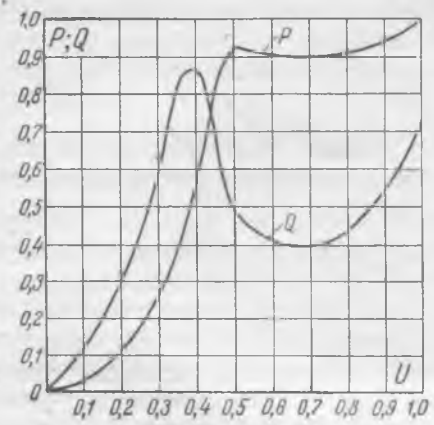


Рис. 4. Зависимость активной и реактивной нагрузок потребителей от напряжения.

поэтому для углов $\delta > 78,5^\circ$ диаграмма не строилась. Как видно из рис. 2, при больших углах реактивная мощность, передаваемая по линии, всегда отрицательна, т. е. направлена навстречу потоку активной мощности.

Зависимость реактивной нагрузки генератора, работающего непосредственно на шины, снабженного регулятором и релейной форсировкой возбуждения, от напряжения U_2 приведена на рис. 3, а. Кривые рассчитаны методом, ранее описанным в литературе¹. При этом принято, что до напряжения $U_2 = 0,85$ возбуждение генератора изменяется под действием регулятора, обеспечивающего постоянство э. д. с. за переходной реактивностью. При дальнейшем снижении напряжения работает релейная форсировка возбуждения, которая повышает ток ротора до потолочного значения, принимаемого 1,6 от номинального. Значения активной мощности выражены в долях от номинальной активной мощности генератора.

На рис. 3, б приведены результаты расчета для того же генератора, работающего на сеть через повышающий трансформатор при полной активной нагрузке. Помимо реактивной мощности генератора Q_2 на этом рисунке приведена кривая реактивной мощности Q_c , отдаваемой в сеть высокого напряжения (за вычетом потерь в трансформаторе), а также зависимость напряжения генератора U_2 от напряжения сети со стороны высокого напряжения U_c . При этом расчет производился в предположении, что коэффициент трансформации трансформатора подобран так, что номинальному режиму генератора ($U_2 = 1$; $P = 1$) соответствует и номинальное напряжение сети со стороны высокого напряжения ($U_c = 1$).

Зависимость активной и реактивной нагрузок потребителей (при постоянном составе нагрузки) от напряжения представлена на рис. 4. Так как подобная зависимость при напряжении ниже 85—90% от номинального при испытаниях в энергосистемах не снималась, кривые рис. 4 построены

¹ В. М. Г о р н ш т е й н, Располагаемая реактивная мощность генератора. «Электрические станции», 1939, № 12.

на основании расчетных кривых, приведенных в литературе².

Отмеченные на расчетных кривых резкие разрывы непрерывности вызывались остановкой (при понижении напряжения) отдельных групп асинхронных двигателей, работающих при различных нагрузках на рабочие машины с различными характеристиками. Так как в реальных энергосистемах число таких групп чрезвычайно велико, характеристики рис. 4 несколько сглажены.

Оценка поведения приемной части энергосистемы производится способом, аналогичным изложенному ранее³ для всей системы, т. е. построением кривых потребности и покрытия реактивной мощности при условии покрытия активной мощностью энергосистемы.

Для приведения кривых рис. 2—4 к одному масштабу при всех дальнейших построениях за единицу активной и реактивной мощности принималась активная нагрузка потребителей P_n при $U = 1,0$. Соотношение между мощностью электростанций и нагрузкой потребителей характеризовалось отношением номинальной активной нагрузки генераторов $P_{ст}$ к P_n , а линии электропередачи — отношением предела передаваемой активной мощности в конце линии P_A (при $U_1 = U_2 = 1$) к P_n .

Рассмотрим сначала случай, когда в приемной части энергосистемы отсутствуют генераторы и синхронные компенсаторы. Допустим, что предел передаваемой мощности линии при $U_1 = U_2 = 1$ в 3 раза превышает нагрузку потребителей при $U = 1$, т. е. $P_A = 3P_n$.

Для суждения об устойчивости энергосистемы в этом случае на рис. 5 нанесена кривая зависимости реактивной нагрузки потребителей от напряжения (кривая 1), заимствованная из графика рис. 4. Кривая 2 зависимости реактивной мощности, передаваемой по линии от напряжения, строилась по точкам при нескольких произвольных напряжениях.

Так, например, при $U = 0,7$ по кривой рис. 4 находим активную нагрузку потребителей $P_n = 0,9$. По этой нагрузке из диаграммы рис. 2 при $U = 0,7$ и $P = 0,9 \cdot P_n / P_A = 0,9 \cdot \frac{1}{3} = 0,3$ находим реактивную нагрузку $Q = 0,16$ или (в масштабе рис. 5) $Q = 0,16 \cdot P_A / P_n = 0,16 \cdot 3 = 0,48$. Аналогичным образом найдены и другие точки кривой 2 рис. 5.

Установившийся режим, очевидно, характеризуется равенством передачи реактивной мощности по линии и потребления ее потребителями, т. е. точкой А, в которой кривые 1 и 2 рис. 5 пересекаются. Таким образом, в данном случае устойчивый режим возможен, хотя и при очень низком напряжении ($U = 0,75$).

На том же рис. 5 нанесена кривая 3, построенная таким же образом, как и кривая 2, но для случая, когда $P_A = 2,5P_n$. Значительное

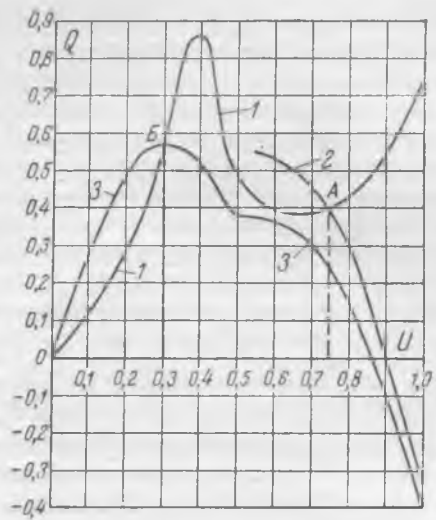


Рис. 5. Лавина напряжения в части энергосистемы при отсутствии местных электростанций.

1 — потребление реактивной мощности; 2 — покрытие реактивной мощности при $P_A = 3P_n$; 3 — то же при $P_A = 2,5P_n$.

повышение реактивной мощности, передаваемой по линии при снижении напряжения ниже 0,5, объясняется (как видно из рис. 4) резким падением активной нагрузки потребителей, а следовательно, и линии (вследствие массовой остановки электродвигателей).

Кривая 3 на рис. 5 в области напряжения выше 0,5, при которых еще возможна работа части электродвигателей потребителей, идет ниже кривой потребности этих потребителей. Поэтому происходит лавина напряжения и режим устанавливается лишь при очень низком напряжении — порядка $U = 0,3$ (точка Б на рис. 5).

Следует заметить, что характеристики потребителей в области очень низких напряжений носят весьма условный характер, во-первых, потому, что эта область экспериментально не проверена и, во-вторых, кривые рис. 4 построены в предположении, что все электродвигатели при любом напряжении, в том числе и при остановке их из-за снижения напряжения, остаются включенными в сеть.

Между тем известно, что часть остановившихся электродвигателей отключается защитой или персоналом. Этим, в частности, объясняется то обстоятельство, что в действительности напряжение при лавине устанавливается выше, чем следует из рис. 5, и обычно колеблется в пределах 0,4—0,5. Колебания напряжения вызываются тем, что при отключении у потребителей нескольких электродвигателей напряжение повышается и часть оставшихся двигателей начинает работать. При этом персонал предприятий обычно пробует включать отключенные электродвигатели, чем вызывает новое понижение напряжения и новую их остановку. В связи с этим дальнейшие расчеты проводились лишь в области напряжений выше 0,5 без определения установившегося напряжения лавины.

Как видно из изложенного, при отсутствии электростанций и компенсирующих устройств, устойчивая работа потребителей района возможна лишь при пределе мощности линий электро-

² В. М. Горнштейн, „Электрические станции“, 1940, № 5—6.

³ В. М. Горнштейн, „Электрические станции“, 1940, № 10—11.

передачи ($U_1 = U_2 = 1$), превышающем нагрузку потребителей более чем в 2,5 раза.

При наличии в районе электростанций устойчивый режим возможен и с меньшим пределом передаваемой мощности линии. Расчет в этом случае производился точно так же, как и при построении кривых рис. 5, с той только разницей, что при построении кривой 1 из реактивной нагрузки потребителей (рис. 4) вычиталась реактивная нагрузка генераторов (согласно кривой Q_c на рис. 3). При этом для приведения кривых к одному масштабу, ординаты кривой Q_c умножались на отношение номинальной активной мощности генераторов электростанции P_{cm} к P_n . При вычислении активной нагрузки линии из ординат кривой P рис. 4 вычиталась нагрузка, покрываемая местной электростанцией, равная $P_{cm}|P_n$.

На рис. 6 изображены построенные таким образом кривые потребности и покрытия реактивной мощности при пределе передаваемой мощности по линии $P_a = P_n$.

Как видно из рис. 6, при $P_{cm} \geq 0,4$ потребность в реактивной мощности при низких напряжениях становится отрицательной, т. е. при этом генераторы электростанций не только покрывают всю реактивную нагрузку потребителей, но и отдают часть мощности в сеть.

При $P_{cm} \geq 0,4$ устойчивость сохраняется, хотя система и работает при очень низком напряжении (точка А на рис. 6, а и б).

При $P_{cm} = 0,3$ кривая покрытия реактивной мощности (кривая 2 рис. 6, в) при всех напряжениях идет ниже кривой потребности (кривая 1). Следовательно, стационарный режим в этом случае в области напряжений, рассматриваемых на рис. 6, в, установиться не может, и напряжение будет снижаться ниже 0,5 от номинального, т. е. возникнет нарушение устойчивости.

Можно показать, что в данном случае это нарушение носит характер лавины напряжения. Действительно, режиму, показанному на рис. 6, в

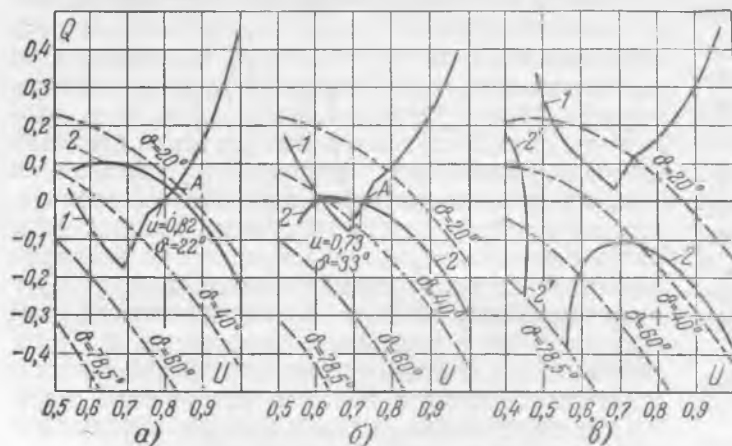


Рис. 6. Лавина напряжения в части энергосистемы при наличии местных электростанций ($P_a = P_n$).

а — при $P_{cm} = 0,5 P_n$; б — при $P_{cm} = 0,4 P_n$; в — при $P_{cm} = 0,3 P_n$.
1 — кривая потребности реактивной мощности; 2 — кривая покрытия реактивной мощности.

должен был предшествовать некоторый установившийся нормальный режим, при котором вся нагрузка потребителей покрывалась местными электростанциями и нагрузкой линии электропередачи P_{a1} , причем линия работала с углом между напряжениями начала и конца δ_1 .

Допустим, что нарушение устойчивости возникло в результате увеличения нагрузки потребителей. Процесс будет протекать аналогично и в случае снижения нагрузки электростанций, отключения части параллельных цепей, входящих в передачу, и т. п. Так как угол δ определяет положение вращающихся масс роторов генераторов, он вследствие инерции последних не может мгновенно измениться при нарушении.

С другой стороны, если мощность генераторов достаточно велика и регуляторы возбуждения поддерживают практически постоянное напряжение, то активная нагрузка потребителей в процессе нестационарного режима, возникающего после ее увеличения, также не изменится. Следовательно, в этом случае все изменение нагрузки в первый момент воспринимается местными генераторами. Однако при сохранении синхронной работы с мощной энергосистемой частота в приемной части системы не изменяется и, следовательно, регуляторы скорости турбин не увеличивают выпуск пара (воды) в турбины.

В результате нагрузка генераторов оказывается выше мощности, развиваемой турбинами, — турбогенераторы начинают тормозиться, а это приводит к увеличению угла δ . По мере увеличения последнего возрастает нагрузка линии и генераторы разгружаются. При этом торможение генераторов и рост угла прекращаются и возникает новый установившийся режим при $P_{a2} > P_{a1}$ и $\delta_2 > \delta_1$. Процесс происходит описанным выше образом при медленном росте нагрузки до тех пор, пока угол δ не достигнет значения δ_{\max} (в данном случае $78,5^\circ$), при котором передача по линии максимальна. Дальнейшее возрастание нагрузки также приводит к торможению генераторов и возрастанию угла, но активная мощность, передаваемая по линии, при этом не увеличивается, а снижается. В результате генераторы загружаются и затормаживаются еще больше, а угол возрастает еще сильнее. Возникает непрерывное увеличение угла, т. е. вектор напряжения приемной части энергосистемы непрерывно поворачивается относительно остальной части системы (асинхронный ход).

Однако, как видно из рис. 2, возрастание угла связано с увеличением реактивной мощности передаваемой из приемной части системы к шинам бесконечно большой мощности. Следовательно, при больших углах генераторы приемной части системы должны покрывать не только всю реактивную нагрузку потребителей, но и передачу реактивной мощности по линии. Если их мощность недостаточна, то при увеличении угла напряжение будет снижаться, что вызовет снижение активной нагрузки потребителей. В результате баланс между покрытием на-

грузки и потреблением по мере роста нагрузки будет устанавливаться при все более низком напряжении и большем угле. Например, на рис. 6,а точке равновесия А соответствует $U = 0,82$ и $\delta = 22^\circ$, а на рис. 6,б $U = 0,73$ и $\delta = 33^\circ$, т. е. точка равновесия будет сдвигаться в сторону все больших углов.

Предельный угол (в рассматриваемом примере $\delta = 78,5^\circ$) при медленном (статическом) изменении нагрузки может быть достигнут лишь в случае, если кривая 1 пересекает при каком-либо напряжении кривую $\delta = 78,5^\circ$. Как видно из рис. 6,а, кривая необходимой передачи реактивной мощности по линии все время идет ниже кривой 1 и потому напряжение не может установиться. Эта кривая (ее ветвь 2) пересекает кривую 1 лишь при очень низком напряжении (за пределами рисунка), т. е. в условиях лавины напряжения, когда электродвигатели потребителей останутся. Кривая 1 ни в одной точке не пересекает кривую $\delta = 78,5^\circ$, следовательно, в процессе снижения напряжения изменение угла будет ограничено значениями $\delta < 78,5^\circ$, т. е. будет иметь место лавина напряжения, а не синхронный ход.

Производя построения, аналогичные рис. 6, при других значениях предела передаваемой мощности линии P_A и других отношениях X/R линии, а также для случаев, когда нагрузка потребителей сосредоточена не на высоком напряжении, как при работе по схеме рис. 1, а на генераторном напряжении, можно убедиться, что для протекания нарушения устойчивости в форме лавины напряжения необходимо соблюдение условия $P_c < (0,4 - 0,5) P_n$ (из этого, конечно, не следует, что при такой мощности станций устойчивость нарушается, так как для нарушения ее необходимы и другие условия, — ослабление связи с системой, снижение напряжения и т. п.). При большей мощности электростанций нарушение статической устойчивости может протекать только в форме асинхронного хода.

Следует заметить, что изложенный вывод справедлив при «потолочном» возбуждении 1,6, при котором производились изложенные расчеты. При меньшем значении «потолка» возбуждения,

лавины напряжения может произойти и при большей мощности местных электростанций.

С другой стороны, описанные построения дают лишь необходимые условия, при которых процесс может произойти в форме лавины напряжения. Однако эти условия могут иногда оказаться недостаточными. В частности, при динамических возмущениях (короткие замыкания) асинхронный ход может возникнуть и в условиях, в которых при медленном изменении режима произошла бы лавина напряжения.

К сожалению, существующие математические методы исследования, в частности, переход к малым колебаниям, дают возможность лишь констатировать факт устойчивости или неустойчивости системы, но не дают возможности определить, в какой форме процесс нарушения устойчивости будет протекать⁴.

Поэтому найти способ расчета не только необходимых, но и достаточных условий возникновения лавины напряжения пока не удалось.

Выше исследовалось лишь поведение вектора напряжения на шинах нагрузки приемной части энергосистемы по отношению к шинам бесконечно большой мощности. Между тем, при очень глубоком снижении напряжения в результате лавины напряжения снижается также предел мощности, развиваемый генераторами. Поэтому отдельные генераторы могут выйти из синхронизма по отношению к шинам нагрузки.

В частности при возбуждении 1,6 генератор, работающий с полной активной нагрузкой, выходит из синхронизма уже при снижении напряжения до 35% от номинального. Возникающие при таком нарушении устойчивости «качания» отличаются от качаний при выходе из синхронизма всех электростанций района по отношению к энергосистеме тем, что в первом случае напряжение в процессе качаний остается на очень низком уровне и не повышается периодически до нормального. При повышении напряжения (из-за отключения потребителей, включения резервных линий, генераторов и т. п.), а также при снижении от руки активной нагрузки генераторов такие качания прекращаются.

⁴ П. С. Жданов, О статической устойчивости сложных электрических систем, Сборник «Устойчивость электрических систем и динамические перенапряжения», Госэнергоиздат, 1940.



Об устойчивости регулирования возбуждения электромагнитным корректором напряжения

Инж. Э. С. Лукашов

Устройство компаундирования с электромагнитным корректором напряжения в настоящее время является наилучшим автоматическим регулятором возбуждения синхронных машин. Оно достаточно простое в наладке и обслуживании, а также надежно в эксплуатации.

Однако при наладке корректора иногда встречаются затруднения, связанные с обеспечением устойчивости регулирования.

В этом отношении существенное значение имеет сопротивление соединительных проводов между корректором и трансформаторами напря-

жения, а также внутреннее сопротивление самих трансформаторов напряжения. Наиболее четко это может быть выявлено при включении корректора не на обмотку возбуждения, а на нагрузочное сопротивление.

Влияние внутреннего сопротивления источника питания сказывается в следующем.

При работе корректора на той части характеристики, которая соответствует пониженному напряжению генератора, любое, даже незначительное, дополнительное снижение напряжения ведет к увеличению тока выхода корректора и, соответственно, к увеличению потребления от трансформаторов напряжения. Последнее увеличивает падение напряжения в цепи переменного тока, которое воспринимается измерительной схемой корректора как дальнейшее понижение напряжения генератора и еще больше увеличивает ток выхода корректора. Таким образом, если рассматривать корректор напряжения в целом как усилитель, то сопротивление цепи переменного тока выполняет в его работе роль положительной обратной связи.

Известно, что при определенном увеличении коэффициента обратной связи усилитель переходит в релейный режим. В таком режиме корректор может оказаться при завышенном внутреннем сопротивлении источника переменного тока, т. е. суммарном сопротивлении и трансформатора напряжения, и соединительных проводов между ним и корректором.

Процессы, происходящие в электромагнитном корректоре при его работе, сложны, так как все величины во время регулирования влияют друг на друга, а именно:

ток выхода корректора зависит от напряжения на измерительной схеме и от напряжения на силовой схеме;

переменное напряжение на корректоре зависит от тока потребления (падение напряжения во внутреннем сопротивлении источника питания);

ток потребления (слагается из потребления измерительной схемы, уменьшающегося с понижением напряжения на корректоре, и потребления силовой схемы, пропорционального току выхода корректора) зависит от тока выхода.

Для правильной качественной и приблизительной количественной оценок процессов, происходящих в корректоре во время регулирования, зависимостью тока выхода от напряжения на силовой схеме можно пренебречь, а зависимость напряжения на корректоре от тока потребления нужно объединить с зависимостью тока потребления от

тока выхода корректора, тем более что последняя имеет практически линейный характер. Таким образом, можно рассматривать только две зависимости:

1) тока выхода корректора от напряжения на измерительной схеме — характеристика корректора (кривая 1 на рис. 1);

2) напряжения на корректоре от тока выхода, т. е. падение напряжения в цепи переменного тока (кривая 2 на рис. 1).

Угол наклона кривой 2 к оси ординат определяется внутренним сопротивлением источника питания

$$\operatorname{tg} \alpha = Z_{\text{вн}} \cdot \frac{I_{\text{пер}}}{I_{\text{ном}}}$$

Имеется в виду, что при токе выхода, равном нулю, напряжение на корректоре не равно напряжению генератора, а несколько меньше его за счет потребления измерительной схемой корректора.

Точка пересечения характеристик определяет установившийся режим работы корректора. При изменении напряжения генератора кривая 2 смещается параллельно самой себе соответственно знаку изменения напряжения.

Если сопротивление цепи переменного тока велико и наклон кривой 2 больше наклона наиболее крутого участка кривой 1, то устойчивое регулирование возможно только на участках, соответствующих повышенному или пониженному напряжению. Действительно, при понижении напряжения кривая 2 перемещается влево (рис. 2) и рабочая точка сдвигается по кривой 1 до точки *a*. При дальнейшем незначительном понижении напряжения ток выхода лавинообразно повышается, и рабочая точка устанавливается в точке *б*. При дальнейшем понижении напряжения рабочая точка перемещается в направлении к точке *г*. Такая же картина получается и при последующем повышении напряжения: рабочая точка перемещается по кривой 1 до точки *д*, затем ток выхода лавинообразно уменьшается до точки *е* и при дальнейшем повышении напряжения рабочая точка перемещается в сторону точки *ж*. Таким образом, если сопротивление цепи переменного тока настолько велико, что наклон кривой 2 больше наклона кривой 1, то от корректора нельзя ожидать устойчивого регулирования напряжения.

Решением системы этих двух уравнений является общая характеристика регулятора возбуждения как совокупности корректора, трансформаторов напряжения и соединительных проводов, т. е. зависимость тока выхода корректора от напряжения генератора. Графическое построение такой общей характеристики показано кривой 3 на рис. 3.

Кривые 2 строятся для различных значений напряжения генератора. Точки пересечения их наносятся на вертикали, соответствующие этим напряжениям.

Полученная характеристика, смещенная вправо на величину падения напряжения в цепи переменного тока при токе выхода корректора, рав-

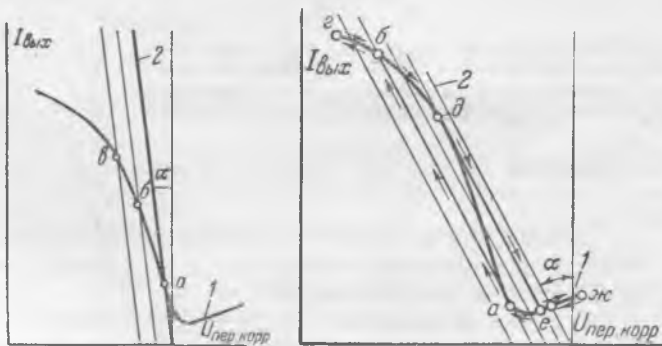


Рис. 1.

Рис. 2.

Автоматическое повторное включение с улавливанием и контролем синхронизма встречного напряжения

Инж. А. Ш. Фридланд

Применяемые на линиях электропередачи схемы АПВ с улавливанием синхронизма в ряде случаев неоправданно усложнены, что уменьшает надежность их работы.

Ниже описывается разработанное автором устройство АПВ с улавливанием и контролем синхронизма, имеющее более простую схему (рис. 1). Это устройство было включено на линии 110 кВ, являющейся единственной связью между отдельными частями энергосистемы.

Схема АПВ ожидает до наступления синхронизма и, уловив момент, соответствующий его условиям, включает выключатель.

Схема действует следующим образом.

При работе защиты линии срабатывает выходное реле РВП и подает импульс на отключение выключателя через сериесную катушку реле 1П. Последнее, сработав, самоудерживается своей шунтовой катушкой. Действует реле времени 2В (на длительное включение) и, сработав, запускает

реле времени 6В с дополнительным проскальзывающим контактом (на длительное включение). Реле 6В будет работать, если на линии имеется напряжение (реле 3Н контроля исправности цепей и наличия напряжения на линии держит замкнутым свой нормально открытый контакт) и угол между синхронизируемыми напряжениями меньше заданного; реле 4Н—Н контроля синхронизма держит разомкнутым свой нормально открытый контакт и, следовательно, реле 5П держит замкнутым свой нормально закрытый контакт. При разности частот меньше заданной реле 6В успеет замкнуть свой проскальзывающий контакт и приведет в действие реле 7П через указательное реле 8У. Реле 7П замыкает свой нормально открытый контакт и через свою сериесную катушку подает импульс на включение выключателя. При этом реле 7П своим разомкнувшимся нормально закрытым контактом разрывает цепь катушки реле 5П, чем исключает срыв в работе схемы при нарушении синхронизма в момент своего срабатывания. При недопустимо большой разности частот напряжений линий и шин реле времени 6В не успевает замкнуть свой проскальзывающий контакт, так как срабатывают реле 4Н—Н и 5П и разрывается цепь катушки реле времени 6В. В этом случае сигнальная лампа 11ЛС периодически загорается с частотой скольжения. Она горит также при нарушении цепи или отсутствии напряжения на одной из катушек реле контроля синхронизма. Возврат схемы в исходное состояние осуществляется упорным контактом реле времени 6В (выдержка времени 10 сек.), который закорачивает шунтовую катушку реле 1П. Реле 5П с замедлением на отпадение применено для разгрузки контактов реле контроля синхронизма при недопустимо большой разности частот.

В случае застревания контакта реле контроля синхронизма в замкнутом состоянии при нарушении цепи или при отсутствии напряжения на линии, реле 3Н контроля напряжения на линии держит разомкнутыми свои нормально открытые контакты в цепи катушки реле времени 6В, и АПВ не происходит.

Включением двухполюсной накладки 12 схема превращается в АПВ с проверкой отсутствия напряжения на линии. При этом вторым полюсом накладки вводится ускорение защиты после АПВ. При АПВ с улавливанием синхронизма в ускорении защиты после АПВ нет надобности, так как контроль синхронизма начинается лишь после

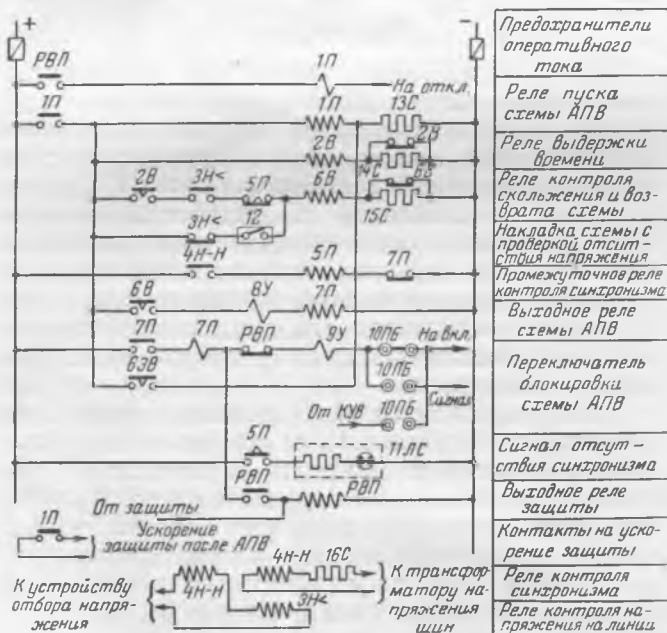


Рис. 1. Схема АПВ с улавливанием и контролем синхронизма встречного напряжения (положение контактов показано для обесточенных реле).

1П и 7П — промежуточные реле с двумя обмотками (ЭП-131/М и ЭП-101А/М); 2В и 6В — реле времени (ЭВ-181/М и ЭВ-182/М); 3Н< — реле минимального напряжения (ЭН-529/160); 4Н-Н — реле контроля синхронизма (ЭН-535/200); 5П — промежуточное реле с замедлением на отпадение (ЭПВ-32); 8У и 9У — указательные реле; 10ПБ — переключатель блокировки АПВ; 11ЛС — сигнальная лампа; 12Н — накладка; 13С — 16С — добавочные сопротивления; РВП — выходное промежуточное реле защиты.

того, как исправность линии проверена с противоположной стороны. Необходимо иметь в виду, что ускорение чувствительной защиты от междуфазовых замыканий после АПВ с контролем синхронизма может повести к неправильному повторному отключению из-за толчка тока при включении.

Выдержка времени реле 2В отстраивается от времени каскадного действия защиты на линии и цикла неуспешного АПВ с противоположного конца линии, где установлено АПВ с проверкой отсутствия напряжения.

При малой разности частот допустимый угол между напряжениями шин и линии при включении последней ($\delta_{дон}$) определяется в основном значением уравнивающего тока $i'_{ур}$, обусловленного этим углом в первый момент включения.

Предельная величина уравнивающего тока по аналогии с токами при самосинхронизации может быть допущена порядка трехкратного значения номинального тока для любого из генераторов соединяемых частей энергосистемы.

Допустимый угол

$$\delta_{дон} = 2 \arcsin \frac{i'_{ур}(x'_{д1} + x_{св} + x'_{дн})}{2E'_d} \quad (1)$$

где $x'_{д1}$ и $x'_{дн}$ — переходные сопротивления соответственно для подключаемой электростанции и системы;
 $x_{св}$ — сопротивление связи подключаемой электростанции с системой;
 E'_d — э. д. с. за переходным сопротивлением рассматриваемой электростанции.

Принимая, что за время с момента возврата реле контроля синхронизма до момента включения выключателя скольжение (относительная разность частот) остается неизменным, можно определить предельную величину и выдержку времени проскальзывающего контакта реле 6В ($t_{прос}$). Согласно рис. 2

$$\delta_{вкл} = \delta_{ср} + St_{вкл} = \frac{\delta_{воз}}{K_{воз}} + St_{вкл},$$

откуда

$$S = \frac{\delta_{вкл} \cdot K_{воз} - \delta_{воз}}{K_{воз} t_{вкл} \cdot 360} \text{ цц}, \quad (2)$$

$$t_{прос} = \frac{\delta_{ср} + \delta_{воз}}{S \cdot 360} = \frac{\delta_{воз} \left(1 + \frac{1}{K_{воз}}\right)}{S \cdot 360} \text{ сек.}, \quad (3)$$

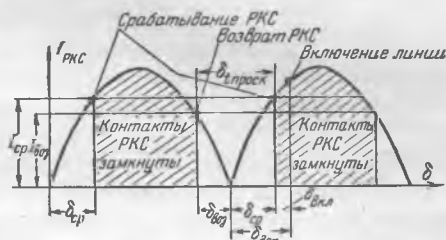


Рис. 2. Зависимость результирующей м. д. с. реле контроля синхронизма от угла сдвига напряжений линии и шин.

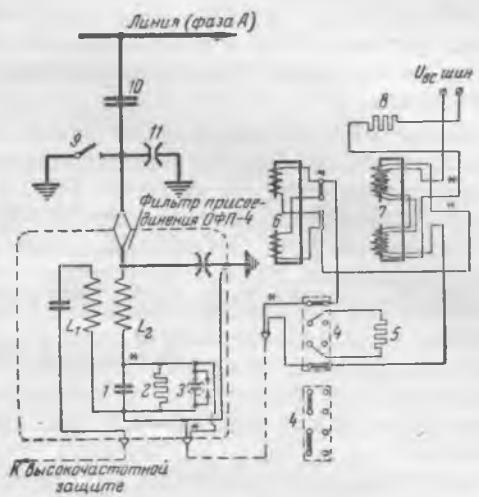


Рис. 3. Схема отбора напряжения от высоковольтного конденсатора связи для питания реле РКН и РКС.

1 — конденсатор КВГ-МН 0,5 мкф, 600 в; 2 — сопротивление СПЭ 15 тыс. ом, 55 ма; 3 — газонаполненный разрядник РА-350; 4 — испытательный блок ИБН-4; 5 — сопротивление СПЭ 5,7 тыс. ом, 80 ма; 6 — реле РКН ЭН-Г20; 7 — реле РКС (ЭН-Г35/200); 8 — сопротивление СПЭ 0,5 тыс. ом, 170 ма; 9 — заземляющий нож; 10 — высоковольтный конденсатор связи; 11 — сваривающийся разрядник 3 — 10 кв.

где $\delta_{вкл}$ — угол между синхронизируемыми напряжениями, при котором происходит включение, град.;

$K_{воз}$, $\delta_{ср}$ и $\delta_{воз}$ — коэффициент возврата, угол срабатывания и угол возврата реле контроля синхронизма;
 $t_{вкл}$ — собственное время включения, сек.

Принимая $K_{воз} = 0,85$, $\delta_{вкл} = 60^\circ$ и $\delta_{воз} = 25^\circ$, минимальное значение, обусловленное ошибкой в измерении угла из-за разности величин синхронизируемых напряжений, получим из (2): при $t_{вкл} = 0,25$ сек., предельное скольжение $S_{пр} = 0,33$ цц, $t_{прос} = 0,46$ сек.; при $t_{вкл} = 0,8$ сек., $S_{пр} \approx 0,1$ цц и $t_{прос} = 1,5$ сек.

В некоторых энергосистемах¹ в эксплуатации находятся устройства отбора напряжения от высоковольтных конденсаторов связи высоковольтных установок защиты и связи, которые в отличие от обычных исполнений не имеют разделительного трансформатора. Отбор напряжения в этом случае (рис. 3) выполнен из параллельно включенных конденсатора 1 и активного сопротивления 2, через которые емкостный ток промышленной частоты высоковольтного конденсатора связи замыкается на землю. Для защиты конденсатора отбора от атмосферных перенапряжений применен газонаполненный разрядник 3.

В схемах отбора напряжения как с разделительным трансформатором, так и без него, реле напряжения и реле контроля синхронизма заводского изготовления не подходят.

Если соответственным образом выбрать величины емкости конденсатора и активного сопротив-

¹ См. статьи Л. Н. Воронова и О. В. Суслова, „Электрические станции“, 1953, № 7.

ления отбора, то в качестве реле контроля напряжения на линии РКН и реле контроля синхронизма РКС могут быть применены реле заводского изготовления.

В качестве РКН применено реле минимального напряжения типа ЭН-529/160 с параллельным соединением его катушек. В качестве РКС применено реле контроля синхронизма типа ЭН-535/200. Каждая из цепей реле ЭН-535/200 имеет номинальное напряжение 100 в.

Цепь обмоток РКН и одна цепь обмоток РКС соединяются последовательно и подключаются к отбору напряжения, например фазы А. Вторая цепь обмоток РКС включается на линейное напряжение двух других фаз (В—С), так как ток, протекающий через отбор напряжения, является чисто емкостным и опережает на 90° напряжение той фазы (А), к которой подключен высоковольтный конденсатор связи. Этот ток находится в противофазе с линейным напряжением двух фаз (В—С).

Сопротивление реле ЭН-529/160 при параллельном соединении его катушек составляет 3 200 ом. Сопротивление каждой цепи реле ЭН-535/200 по 3 700 ом. Общее сопротивление нагрузки отбора — 6 900 ом. При номинальном напряжении линии 115 кВ и емкости высоковольтного конденсатора связи 0,0022 мкФ величина емкостного тока промышленной частоты, замыкающегося на землю через устройство отбора, составит 46 мА. Для обеспечения нормальной работы РКН и РКС напряжение на цепь обеих реле, соединенных последовательно и включенных на падение напряжения в отборе от емкостного тока, должно составить около 200 в.

Сопротивления элементов отбора могут быть определены из выражения:

$$U_p = I_{отб} \frac{R \cdot X_1}{\sqrt{R^2 + X_1^2}}; \quad R = \frac{R_p \cdot R_2}{R_p + R_2}; \quad X_1 = \frac{1}{\omega C_1},$$

где U_p — напряжение реле (200 в);

$I_{отб}$ — емкостный ток, замыкающийся через отбор (46 мА);

R_p — сопротивление цепи нагрузки отбора (6 900 ом);

X_1 и C_1 — соответственно сопротивление и емкость конденсатора отбора;

R_2 — активное сопротивление отбора $\omega = 314$.

Из приведенных выражений получим $C_1 = 0,5$ мкФ, $R_2 = 15$ тыс. ом и напряжение на реле $U_p = 175$ в. При этом на РКН приходится 81 в, а на РКС — 94 в. Уставка РКН может быть выбрана равной 40—50 в.

Для снижения величины напряжения, подаваемого на вторую цепь РКС (от трансформаторов напряжения шин) с 105 до 94 в, в эту цепь последовательно включено сопротивление 8.

Следует отметить, что несколько пониженное напряжение, подаваемое на РКН и РКС, улучшает их работу — якорек и контакты РКН не вибрируют, а обмотки РКС не перегреваются.

Сопротивление 5 и испытательный блок 4, примененные в схеме рис. 3, позволяют при отключении цепи реле практически не изменять характеристики отбора. При обрыве цепи одного из элементов отбора или реле напряжение на отборе не превосходит 300 в.

ОТ РЕДАКЦИИ

Применяемые схемы АПВ с улавливанием синхронизма, включая описываемую схему, не могут произвести включения настолько быстро, чтобы предотвратить работу автоматической частотной разгрузки при дефиците мощности в приемной части системы. Тем не менее, они весьма полезны, так как, работая как полуавтоматические синхронизаторы, ускоряют восстановление доаварийной схемы сети и упрощают работу диспетчера и дежурного персонала.

Устройства АПВ с улавливанием синхронизма следует применить в тех случаях, когда невозможно применение АПВН (АПВ с несинхронным включением, без проверки скольжения и угла включения) или же в дополнение к АПВН при отключении линии медленно действующей защитой.

Достоинством описываемой схемы является ее простота, а недостатком — малое значение скольжения, при котором схема разрешает включение при медленно действующих выключателях. При таких выключателях желательно применение более совершенных схем.



ДИСКУССИЯ

Об объеме инструкций и оперативной документации для электроподстанций

ОТ РЕДАКЦИИ

Сокращение на электростанциях и подстанциях излишних инструкций, объемов записей в ведомостях и журналах, а также другой эксплуатационной документации позволит инженерно-техническим работникам, мастерам и квалифицированным рабочим уделять большее внимание обслуживанию оборудования и обеспечить повышение технико-экономических показателей и надежности работы этого оборудования.

Высокий уровень механизации и автоматизации технологических процессов на электростанциях, все большее внедрение регистрирующих приборов и телеуправления гидроэлектростанций и электроподстанций с особой остротой ставят вопрос о коренном пересмотре объемов эксплуатационной и оперативной документации, которые должны быть сохранены на электростанциях и подстанциях вообще и на телеуправляемых гидроэлектростанциях и подстанциях, в частности.

Опубликованная в № 10 журнала «Электрические станции» за 1953 г. статья Г. Б. Якуша «О рациональном объеме инструкций и оперативной документации для электроподстанций» вызвала многочисленные отклики работников с мест. Помимо помещаемых ниже откликов инженерно-технических работников электростетей: А. М. Рыцлина (Донбассэнерго), В. М. Благонадеждина (Куйбышевэнерго), Б. А. Князевского (ВЭС Мосэнерго), И. В. Вольфсона (Кировэнерго), Т. П. Мусатова (Донбассэнерго), Е. Ф. Иоффе (Горэнерго), прислали свои замечания и работники электростанций: С. В. Меншиков и Д. П. Могилевкин (Ленэнерго), Н. П. Антропов (гэз № 4 Калининэнерго), Г. В. Даниелян (Гюмушская гэс Арменэнерго), Н. В. Арутюнян (Ленгэс Арменэнерго), а также инженер электросети Ростовэнерго М. С. Дунаян.

Товарищи, приславшие замечания, сходятся на том, что вопрос о необходимости сокращения количества инструкций, журналов, ведомостей и другой эксплуатационной документации на подстанциях давно назрел и требует срочного разрешения.

Б. А. Князевский и И. В. Вольфсон указывают, какое огромное количество инструкций имеется на подстанциях ВЭС Мосэнерго и Кировэнерго, насколько загружается персонал электросетей контролем за их состоянием и работой по их пересмотру и уточнению. Подобное положение имеет место и в большинстве энергосистем.

А. М. Рыцлин совершенно правильно критикует одно из положений статьи т. Якуша в части местных инструкций, считая, что составление больших развернутых местных инструкций, в значительной мере повторяющих типовые, является совершенно ненужным.

Большинство авторов, положительно отзываясь о типовых инструкциях, разработанных Техническим управлением и Орггрэс в послевоенные годы, считает, что обеспеченность ими рабочих мест сведет к минимуму потребность в местных инструкциях. Для этого, помимо дальнейшей переработки и улучшения типовых инструкций необходимо переиздание тех из них, тираж которых разошелся.

М. С. Дунаян, В. М. Благонадеждин и другие указывают, что среди инструкций, журналов и другой эксплуатационной и оперативной документации на подстанциях есть такие, ликвидация которых не ухудшит ведение эксплуатации оборудования и не снизит надежности его работы. Т. П. Мусатов и Б. А. Князевский пишут, что без какого-либо ущерба можно ликвидировать ведение на подстанциях цитовых ведомостей показаний приборов, заменив ежесуточное и ежечасное ведение этих громоздких ведомостей периодическими записями в определенные режимные дни (года, квартала), устанавливаемые руководством энергосистемы. Указанные ведомости в большинстве энергосистем никакой последующей обработке не подвергаются, хранятся «для справок». Много трудл затрачивается на ведение и ряда других документов и журналов «для справок», в большинстве случаев впоследствии не требующихся.

Перевод гидростанций и подстанций на телеуправление и ликвидация на них постоянного дежурного персонала делает ненужным ведение ряда записей и на тех подстанциях, где дежурный персонал пока сохранился.

Тов. Меншиков, Антропов, Даниелян и Арутюнян указывают также, что подобные излишества в эксплуатационной и оперативной документации имеют место и в электроцехах электростанций.

Все приславшие замечания излагают свои соображения по рациональному объему документации, который должен быть сохранен для подстанций. Но даже рассмотрение этих предложений показывает наличие в ряде энергосистем различного подхода к решению этого вопроса.

Наряду с общим требованием совершенствования типовых инструкций и увеличения их выпуска т. Иоффе правильно критикует авторов учебников и пособий по основным дисциплинам для техникумов и курсов мастеров за выпуск учебников и пособий, очень мало или совершенно не отражающих вопросы эксплуатационного обслужи-

вания оборудования. Госэнергоиздат без достаточной требовательности издает и переиздает эти пособия, не учитывая, что по ним готовятся новые кадры для эксплуатации и повышают свою квалификацию тысячи работающих на электростанциях и в электросетях.

Госэнергоиздат до сих пор не выполняет указаний Министерства по значительному увеличению выпуска пособий и руководств для эксплуатационного персонала, в том числе для электросетей, что также способствовало бы уменьшению числа и объемов инструкций.

Наиболее серьезным выводом в вопросе об объемах оперативной и эксплуатационной документации на подстанциях должна явиться строгая регламентация количества и объемов инструкций, эксплуатационного учета и отчетности на электростанциях и подстанциях и изъятие из них всего лишнего.

Техническое управление Министерства электростанций в марте с. г. пересмотрело (с учетом поступивших из энергосистем предложений) объем первичной документации на электростанциях и в электросетях и утвердило подготовленные трестом ОргрЭС «Руководящие указания по постановке технического учета и отчетности на тепловых электростанциях МЭС» и «Руководящие указания по постановке технического учета и отчетности в электросетях МЭС», предусматривающие значительное сокращение объема первичной документации.

В настоящее время ведется работа по пересмотру объемов инструкций на электростанциях и в электросетях.

Инж. А. М. Рыцлин — Макеевский сетевой район Донбассэнерго

Поставленный инж. Г. Б. Якушей вопрос о необходимости значительного сокращения количества и объемов эксплуатационных инструктивных материалов и оперативной документации является вполне назревшим и требует срочного разрешения.

Наличие на подстанциях значительного количества больших местных инструкций, содержащих много извлечений из типовых инструкций и «Правил технической эксплуатации», ничем не оправдывается и ведет лишь к излишней загрузке персонала как при изучении их, так и при составлении, пересмотрах и переизданиях этих инструкций.

Однако способа сокращения количества и объема инструкций, предлагаемые т. Якушей, нельзя принять без серьезных поправок.

Отрицание т. Якуши необходимости иметь на подстанциях типовые инструкции по эксплуатации и ремонту основных видов оборудования вынуждает вместо небольшого числа кратких и сжатых местных инструкций, дополняющих типовые, издавать их в больших количествах и объемах. Например, при отсутствии на подстанции типовой инструкции по эксплуатации силовых трансформаторов (Госэнергоиздат, 1946 г.) местная аналогичная инструкция должна иметь весьма значительный объем.

Ссылка т. Якуши на наличие ряда сведений и указаний в учебниках, сборниках директивных указаний, циркулярах и других источниках не может служить основанием для изъятия из пользования персонала подстанций типовых инструкций Технического управления Министерства электростанций, ибо ни учебник, ни сборник циркуляров не в состоянии заменить собою такие инструкции.

Нам представляется более целесообразным обеспечение подстанций следующими тремя видами инструкций:

1. Постоянные типовые инструкции Технического управления Министерства для всех подстанций.

2. Постоянные типовые положения о правах и обязанностях персонала подстанции, утвержденные Министерством.

3. Местные инструкции, отражающие особенности эксплуатации подстанции, ее оборудования и того сетевого района, в сеть которого она включена.

Уже сейчас на подстанциях энергосистем имеются выпущенные в разное время Госэнергоиздатом типовые инструкции по эксплуатации: силовых трансформаторов, аккумуляторных батарей, воздушных выключателей, выключателей типа МКП-35, силовых кабелей, а также типовые положения о правах и обязанностях старшего и младшего дежурного по подстанции.

Следует считать необходимым издание ряда других типовых эксплуатационных инструкций, а также типовых положений о правах и обязанностях начальника, мастера и старшего монтера подстанций.

Все типовые инструкции целесообразно выпускать отдельными брошюрами для того, чтобы сетевые районы могли комплектовать набор инструкций для каждой подстанции в соответствии с оборудованием данной подстанции.

Наличие отдельных брошюр вместо сборника облегчает переработку и переиздание инструкций.

Целесообразно некоторые из ранее выпущенных типовых инструкций, выпущенных в недостаточном количестве, переиздать тиражом, обеспечивающим потребности энергосистем.

Местные эксплуатационные инструкции должны освещать не только особенности эксплуатации данной подстанции, но и специфику сетевого района, в сеть которого включена подстанция.

Предлагаемое т. Якушей примерное содержание местных эксплуатационных инструкций неконкретно и включает в себя излишние вопросы.

При наличии на подстанции типовых инструкций по эксплуатации и ремонту стандартного основного оборудования (трансформаторы, выключатели разных типов, аккумуляторные батареи и т. п.) нет необходимости в таких местных инструкциях, как, например: «Оперативные указания о порядке обслуживания оборудования во время нормальной эксплуатации и при авариях» или «Указания по осмотру и ремонту оборудования».

Типовые инструкции должны давать все основные сведения по устройству, правилам эксплуатации и ремонту оборудования.

Местные же инструкции должны быть краткими и содержать только указания оперативного характера применительно к данной подстанции или специфические особенности эксплуатационного обслуживания установленного оборудования.

С мнением т. Якуши о том, что на подстанциях, не имеющих постоянного дежурного персонала, должно быть не более двух инструкций (по ликвидации аварий при отсутствии связи с дежурным по району и по производству переключений) согласиться нельзя. При необходимости производства ремонтов, осмотров или связанных с ремонтами переключений на такой подстанции производящий эти работы или операции персонал должен всегда под руками иметь инструктивный материал.

Предложение т. Якуши о сокращении оперативной документации и количества журналов на подстанциях в принципе возражений не встречает. Но предложение о ликвидации и о производстве этих записей в паспортах выключателей неприемлемо, так как паспорта оборудования ведутся и хранятся обычно начальниками подстанций. Дежурный по подстанции обязан в случае автоматического отключения сразу же проверить, сколько отключений с момента последнего осмотра претерпел данный выключатель, что он не

сможет сделать, если эти записи будут только в паспортах выключателей.

Что же касается журналов учета переносных заземлений и журнала заявок, то, по нашему мнению, основанному на опыте эксплуатации крупных подстанций 110 кв, никакой необходимости в ведении таких журналов нет.

Журнал учета переносных заземлений в Донбассэнерго с успехом заменен системой штампов об установке и снятии переносных заземлений, дублируемой к тому же установкой значков на схеме-макете.

Журнал заявок заменяется записями о передаче и разрешении заявок в оперативном журнале.

На подстанциях без постоянного дежурства следует иметь такие же журналы, как и на подстанциях с постоянным дежурством.

Предложение т. Якуши сделать такие журналы (кроме журнала дефектов) общими для группы подстанций, обслуживаемых находящимся в одном пункте персоналом, является нецелесообразным, так как не исключена возможность производства работ или осмотров одновременно в двух и более пунктах. Отсутствие того или иного журнала на подстанции в этом случае исключает возможность внесения необходимой записи.

Постоянное наличие таких журналов на подстанциях необходимо и для оценки состояния эксплуатации при осмотрах подстанций руководящим и проверяющим персоналом.

Инж. В. М. Благоннадеждин — Электросети Куйбышевэнерго

По опыту эксплуатации подстанций Куйбышевэнерго необходимо согласиться с т. Якушей, что большой объем инструктивного материала затрудняет пользование им и не приносит пользы дежурному персоналу подстанции в оперативной работе.

Упорядочение документации, по нашему мнению, должно производиться на основе следующих положений.

На подстанциях следует иметь должностные и эксплуатационные инструкции, причем последние должны включать только особенности эксплуатации установленного оборудования, но не повторять положений типовых инструкций и «Правил технической эксплуатации».

Объем таких инструкций не должен превышать двух страниц отпечатанного на машинке текста.

Необходимо одобрить работу по выпуску типовых инструкций по эксплуатации отдельных видов оборудования. Типовые инструкции по эксплуатации имеющегося на подстанции оборудования должны в обязательном порядке находиться на подстанции.

Количество имеющихся у дежурного журналов должно быть сокращено с исключением в первую очередь журнала для закороток и заменой его щитом сигнализации (загорается лампа, когда закоротка снята с доски закороток).

С целью наведения порядка в вопросе инструкций и остальной документации Главной инспекции по эксплуатации и Техническому управлению Министерства электростанций необходимо издать циркуляр, устанавливающий обязательный минимум документации на подстанциях и в оперативных службах сетевых районов.

Инж. Б. А. Князевский — ВЭС Мосэнерго

Г. Б. Якуша своевременно и правильно поднял чрезвычайно важные вопросы для районов электрических сетей.

Нельзя не согласиться с основными положениями статьи т. Якуши «Количество инструкций все время растет за счет создания новых, состав-

ляемых после разбора причин какой-либо аварии или ошибки персонала, как противоаварийные мероприятия».

В качестве примера можно привести одну из подстанций системы Мосэнерго, где имеется 22 инструкции МЭС, 12 инструкций Управления

Мосэнерго, 56 инструкций Управления ВВС и 24 местных инструкции; всего 114 инструкций с общим объемом больше 1000 страниц убористого текста.

Г. Б. Якуша совершенно правильно подчеркивает, что «большой объем инструктивного материала только затрудняет пользование им и не приносит пользы. Особенно это относится к инструкциям по ликвидации аварий, нередко содержащих 40—50 стр. и более».

Для того чтобы помочь персоналу ориентироваться в этой массе инструкций, Управление высоковольтных воздушных сетей составило инструкцию по классификации инструкций «для упорядочения учета и пользования ими». Каждая серия инструкций, в зависимости от принадлежности их к службам, обозначается первой буквой названия службы: О — оперативные; П — подстанционные; Л — линейные; З — релейной защиты и автоматики; И — изоляции и грозозащиты; С — связи; Ц — центральной лаборатории; Д — дополнительные.

Затем каждая серия подразделяется на свои группы. В этой инструкции предусматриваются мероприятия «для облегчения работы по пересмотру инструкций каждой службой», «в каждой службе назначается ответственное лицо для выполнения указанной работы» и т. д.

Таким образом, вместо упрощения инструкций в Мосэнерго заведомо мирятся со все возрастающим их потоком и становятся на путь их пассивной бюрократической классификации.

Статья Г. Б. Якуши правильно отражает общее положение вещей в энергосистемах, указывая, что на один лишь пересмотр всех инструкций «руководящий персонал сетевых районов вынужден затрачивать много времени». Самым правильным было бы максимально сократить объем инструкций и свести их к коротким сжатым положениям. Вся теоретическая часть может быть доведена до персонала в виде отдельных монографий и учебников по эксплуатации электрических сетей, написанных опытными авторами, знающими производство. Госэнергоиздат давно собирается выпустить такие труды, но «воз и ныне там».

На щите управления упомянутой подстанции Мосэнерго насчитывается 23 различных журнала,

часть которых без ущерба для дела можно ликвидировать.

Сами записи в журналах нужно по возможности сократить. Так, например, в оперативном журнале дежурный в случае какого-либо происшествия на подстанции пишет пространственные записи, которые чаще всего отражают всего лишь его субъективную, иногда ошибочную, точку зрения.

В оперативный журнал следует вносить только фактические материалы, записи о работе оборудования, приборов, защиты и т. п. в очень ограниченном объеме.

На уже упомянутой подстанции ведутся суточные ведомости, требующие заполнения в час 170 граф. Время, затрачиваемое оперативным персоналом на все эти записи, очень велико. Если учесть еще выписку бланков переключения и оформление нарядов на работы, то иногда за 8 час. дежурства у дежурного инженера или техника не остается времени для внимательного серьезного наблюдения за работой оборудования.

Почти все аварии в сетях по вине оперативного персонала связаны с невыполнением требований в отношении правильного использования «бланка переключений».

Возникает законный вопрос: только ли одной недисциплинированностью оперативного персонала объясняется это игнорирование «бланка переключений»? Может быть и сам «бланк переключений» обладает какими-либо недостатками и нуждается в пересмотре? Форма заполнения «бланка переключения» требует самого серьезного обсуждения. Необходимо сделать так, чтобы заполнение бланка переключения и соблюдение процедуры его использования не являлись тяжелой формальностью, не отвлекали внимания оперативного персонала от правильного выполнения переключений и способствовали бы четкому, быстрому ведению операций.

Статья т. Якуши трактует о необходимости критической оценки всех существующих инструкций и оперативной документации. Широкая критика со стороны производственных работников электросетей поможет найти правильные формы и действительно нужное содержание для инструкций и оперативной документации подстанций и сетей, а также устранить отжившие ненужные формы.

Инж. И. В. Вольфсон — ВВС Кировэнерго

Статья т. Якуша совершенно правильно поднимает вопрос о рациональном объеме производственных инструкций и оперативной документации на подстанциях.

В развитие «Правил технической документации» и указаний Министерства о мерах улучшения эксплуатации и надежной работы электростанций и сетей большинство энергетических предприятий издало наряду с уже действующими инструкциями ряд новых.

Количество инструкций на каждой из подстанций 110 и 35 кв Кировэнерго в среднем со-

ставляет 45. Огромный объем производственных инструкций ничем не обоснован. Предприятия занимаются зачастую перепечатыванием типовых инструкций с незначительными добавлениями к ним применительно к местным условиям. Такие добавления в ряде случаев с успехом могли бы и не вводиться, так как они имеются в других руководящих материалах, правилах или директивных указаниях.

Поэтому совершенно логичным является предложение т. Якуши о создании типового сборника эксплуатационных и должностных инструкций

для электроподстанций и электрических сетей в целом.

Издание Госэнергоиздатом подобного сборника одобренных Техническим управлением МЭС инструкций освободит персонал от чрезмерно большой затраты времени на их составление и перепечатку и позволит уделить больше внимания непосредственно эксплуатации.

Большое количество инструкций, по нашему мнению, не способствует повышению уровня эксплуатации, так как дежурный персонал практически изучает только необходимые ему для повседневной работы инструкции, остальные же просматривает от случая к случаю и большей частью перед проверкой знаний персонала.

Техническое управление и Главная инспекция по эксплуатации МЭС должны регламентировать количество необходимых инструкций для подстанций, сетевых участков, не допуская их увеличения за счет издания всевозможных местных инструкций. Известно, что многие предприятия, стремясь регламентировать «каждое движение» эксплуатационного работника, вместо повышения надежности электроснабжения получают обратный результат, так как убивают инициативу персонала.

Инж. Т. П. Мусатов — Сталинский сетевой район Донбассэнерго

Г. Б. Якуша правильно указывает, что в определении количества необходимых инструкций, в установлении минимально необходимого объема документации нет порядка и что создавшееся положение явно ненормально и требует немедленного упорядочения.

В настоящее время очевидно, что ряд вопросов организации обслуживания высоковольтных подстанций уже хорошо освоен эксплуатацией и следует стремиться к значительному упрощению относящихся к ним всякого рода инструкций и всех видов документации, которые излишне загружают персонал. В значительной части инструкций персонал уже не имеет практической необходимости, а данными учетной документации подстанций, как правило, никто не пользуется.

Современный уровень эксплуатации далеко отошел от периода внедрения и освоения высоковольтных установок, когда усложнения и детализация любого вопроса оправдывалась его новизной и, кроме того, отсутствием каких-либо литературных источников.

Между тем достигнутый в эксплуатации электросетей рост общих и технических знаний персонала до сих пор не учитывается и не получил своего отражения в правильной оценке необходимого объема инструкций и документации на подстанциях, что убедительно доказывает Г. Б. Якуша. Все основные выводы его статьи следует принять, за отдельными исключениями, к которым прежде всего относится рекомендуемый им сборник местных инструкций.

Приведенные автором как подтверждение его требования рассуждения об «особенностях данной подстанции» не новы, они подобны указа-

Поэтому следует согласиться и с предлагаемым т. Якушей объемом инструкций.

Не менее значительным является вопрос о загрузке персонала эксплуатационных отделов. Несмотря на ряд серьезных решений о сокращении отчетности, до сего времени очень мало делается для практического осуществления этих решений. Из-за загрузки, которая создается в результате необходимости составления периодической отчетности и ответов на письма при очень ограниченном количестве работников отделов, становится практически невозможным живое руководство эксплуатационными цехами, что вызывает справедливое нареkanie работников этих цехов.

Важной задачей является наибольшее приближение работников эксплуатационных отделов к непосредственной эксплуатационной работе, что будет в значительной степени способствовать повышению культуры эксплуатации и резкому снижению аварийности.

Вопросы постановки эксплуатации и обобщение опыта работы различных энергетических предприятий назрели, они требуют самого внимательного рассмотрения и принятия рекомендаций.

Технического управления МЭС об использовании «местного опыта эксплуатации», которые преподаются им при издании любой типовой инструкции.

Возьмем к примеру изданную Техническим управлением типовую инструкцию по эксплуатации силовых трансформаторов. Только систематическое накопление и критическая переработка местного опыта дали возможность Министерству издать эту типовую инструкцию по эксплуатации силовых трансформаторов в 1939 г., затем выпустить новое, улучшенное, ее издание в 1946 г., а в настоящее время подготовить проект новой, еще более исчерпывающей инструкции, в которой, наряду с вопросами эксплуатации, изложены и вопросы ремонта трансформаторов и куда, кроме указаний относительно силовых трансформаторов, включены рекомендации по измерительным трансформаторам тока и напряжения.

Между тем в предисловии к этой инструкции предписывается: «на основе общих указаний, содержащихся в типовой инструкции для каждой данной установки, должна быть составлена эксплуатационная инструкция с учетом местного опыта эксплуатации...» и далее, что эта «Местная эксплуатационная инструкция должна быть утверждена главным инженером станции или высоковольтных сетей (сетевого района)».

В результате такой директивы на местах для всех установок сетевого района добросовестно переписывают и перепечатывают отдельные главы и параграфы этой типовой инструкции.

Сказанное об инструкции по эксплуатации силовых трансформаторов в равной мере относится к любой другой типовой инструкции Министер-

ства, так как все они составлены достаточно хорошо, с использованием опыта энергосистем, с учетом имевших место аварий и неполадок, т. е. того, что и называется местным опытом.

Поэтому вполне достаточно считать обязательным наличие на каждой данной подстанции типовых инструкций Министерства или инструкций, составленных энергосистемой. Никаких дополнительных, так называемых местных, инструкций по эксплуатации издавать, да и к тому же ежегодно их пересматривать и переиздавать не следует — это должно быть запрещено как излишняя затрата сил персонала и средств предприятий.

Предприятиям (сетевым районам, электроцехам электростанций) необходимо разрешить составление только кратких указаний по оперативному обслуживанию данной подстанции или распределительного устройства, с указанием о действиях персонала при авариях, переключениях, отсутствии связи и т. д.

Опыт эксплуатации убедительно доказал, что только в этих вопросах могут проявиться «особенности данной подстанции», никаких же других особенностей нет и быть не может.

Поэтому следует считать надуманным предложенное Г. Б. Якуши деление инструкций и оперативной документации на две части: постоянную, определяемую «Правилами технической эксплуатации» и «Правилами безопасности», и переменную, зависящую от особенностей эксплуатации данной подстанции.

По части документации следует указать, что суточная ведомость, ведущаяся на щите любой подстанции и в которую заносятся часовые, а иногда и получасовые записи показаний всех измерительных приборов, даже для средней по мощности подстанции, представляет собой сравнительно большой лист бумаги с большим объемом записей, производимых дежурным.

Перевод ряда сравнительно больших подстанций на телеуправление с ликвидацией постоянного дежурства на щите и прекращением ведения суточных ведомостей убедительно показал всю ненужность подобных ведомостей для осуществления нормальной эксплуатации оборудования.

Как известно, суточные ведомости, заполненные на подстанции, никуда не отсылаются, не подвергаются никакой обработке и никем не используются.

Необходимо немедленно запретить ведение на подстанции суточных ведомостей, органичившись записью показаний только в режимные дни, устанавливаемые энергосистемой, и только показаний основных приборов, характеризующих загрузку трансформаторов, нагрузку линий и величину напряжений на данной подстанции.

Кроме суточной ведомости, для каждой подстанции установлена как вид постоянной отчетности известная форма № 1-2а. Эта довольно сложная форма, заполняемая за отчетный месяц, отсылается в энергосистему и служит материалом «на всякий случай».

За очевидной ненужностью и этот вид отчетности должен быть немедленно отменен, так как по проводимым энергосистемами контрольным измерениям нагрузки и величин напряжений в режимные дни можно иметь данные для любой точки сети.

Что же касается журнальной документации, то в этой части при определении минимально необходимого объема ее на подстанции следует принять в основу рекомендации т. Якуши.

Однако для полной разгрузки эксплуатационного персонала от ненужной документации указанного выше недостаточно, надо освободить начальника подстанции от излишнего бумажного оформления ремонтных работ.

Достаточно сказать, например, что в акт осмотра масляного выключателя 110 кВ включены 83 вопроса, причем на некоторые из них требуются элементарные ответы, вроде: «осмотрено», «состояние хорошее» и т. п. Кроме этого, согласно противоаварийному циркуляру № 3-Э (май 1951 г.) к этому акту добавлено еще 24 вопроса, а всего, следовательно, 107 вопросов.

Необходимо покончить с практикой обобщения нескольких отдельных единичных случаев аварий или неполадок, на основе которых вводится в обязанность сотен и тысяч начальников подстанций дополнительная, ненужная документация. Практически вполне достаточно, когда при проверке всех изоляторов открытой части подстанции электролабораторией составляется протокол, в котором указываются только те изоляторы, которые оказались неисправными (нулевыми, пробитыми), и оставляется на подстанции для руководства при замене, проводимой персоналом подстанции.

Спрашивается, для чего же нужно заводить специальный и довольно сложный учет проверки каждого из сотен имеющихся на подстанции контактов с указанием фамилии исполнителя и даты проведения осмотра, когда и так известно, что на данной подстанции все осмотры и ремонты проводят либо контролируют выполнение работ определенные работники этой подстанции (начальник, мастер, электрослесарь).

Очевидно, что подобное, чисто бумажное оформление не может оказать влияния на существо дела, поэтому и ведется оно формально, дабы не было претензий со стороны лиц, проверяющих подстанцию.

Инж. Е. Ф. Иоффе — Горэнерго

Работа дежурного персонала подстанций представляет собою совершенно определенную и достаточно сложную профессию, которой приходится овладевать сравнительно большой массе нашей молодежи.

Однако ни в программах средних технических учебных заведений, выпускающих кадры дежурных электротехников подстанций, ни в программах ремесленных училищ, выпускающих кадры дежурных электромонтеров, ни в пособиях, по

которым учится дежурный персонал подстанций, в должной мере не отражена специфика их будущей работы.

В первую очередь дежурные должны особенно отчетливо знать то, чем они занимаются непосредственно и за что несут прямую ответственность.

«Правила технической эксплуатации» (§ 1054 и 1055) прямо указывают, что дежурный является лицом ответственным за правильное обслуживание и безаварийную работу всего оборудования на порученном ему участке.

При нарушении режима работы оборудования или аварии дежурный обязан самостоятельно принять меры к восстановлению нормального режима.

Очевидно, что для этого дежурный должен обладать, помимо знания конструкции оборудования, знанием способов его обслуживания во время работы, умением распознавать причину неполадки, устранять ее и этим предотвращать аварию. Короче говоря, он должен владеть обобщенным опытом обслуживания подстанций и подстанционного оборудования.

Существующая литература, учебники, курсы техминимумов и другие источники, на которые ссылается т. Якуша, явно недостаточны для того, чтобы дежурный, изучив их, мог выполнить в полном объеме возлагаемые на него «Правилами технической эксплуатации» обязанности. В них мало или почти совсем не говорится о том, что должен знать дежурный по ведению переключений, о действиях при типовых случаях нарушения нормального режима подстанций и т. д.

Этот пробел могут заполнить типовые инструкции «Правила технической эксплуатации» (§ 1098) требуют, чтобы по каждому рабочему месту в инструкции был четко указан порядок обслуживания оборудования во время нормальной эксплуатации и при авариях.

Между тем положение с типовыми инструкциями следует признать неблагоприятным. Ряд имеющихся типовых инструкций не пересматривался много лет и не может быть использован для оперативной работы. Так, например, «Типовая инструкция по ликвидации аварий в электрической части станций и подстанций» не пересматривалась с 1944 г. В ней есть ряд положений, прямо противоречащих «Правилам» и другим руководящим указаниям. Эта инструкция за 10 лет отстала, не соответствует современной технике, но, другой, ее заменяющей, нет.

Поэтому работникам предприятий приходится приниматься за составление своих местных инструкций, что требует большого труда и далеко не всегда приводит к созданию хороших инструкций.

Необходимое сокращение, а в ряде случаев и прекращение местного «инструкционного творчества» должно быть достигнуто путем пересмотра старых и создания новых типовых инструкций широким кругом авторских коллективов и быстрого их переиздания в достаточном количестве. Тогда на местах останется действительно небольшая работа по составлению дополнений, учитывающих местные условия.

Типовые инструкции также должны периодически пересматриваться и соответствовать современному уровню техники. В перечень их должны войти не только инструкции о правах и обязанностях персонала, как пишет т. Якуша, но и другие. Можно было бы предложить такой примерный перечень типовых инструкций для подстанций:

1. Сборник типовых должностных инструкций по рабочему месту.

2. Типовая инструкция по обслуживанию оборудования подстанций дежурным персоналом (надзор, выявление и устранение неполадок, допустимые режимы, уход за устройствами РЗАИ).

3. Типовая инструкция по переключениям при нормальных схемах подстанций (заполнение бланков переключения, обращение с блокировками, способы выполнения операций, подготовка и прием рабочего места).

4. Типовая инструкция по предотвращению и ликвидации ненормальных режимов и аварий на подстанциях при наличии и отсутствии связи.

При составлении всех типовых инструкций необходимо в первую очередь определение обязанностей и действий дежурного персонала подстанций, основанное на «Правилах технической эксплуатации», эксплуатационном опыте и заводских материалах.

Большое число и разнохарактерность оперативной документации является следствием отсутствия нормативов. «Руководящие указания по постановке технического учета и отчетности на тепловых электростанциях» не переиздавались с 1941 г., представляют собой библиографическую редкость и их указания за 14 лет устарели.

Однако выпускаемые и теперь Госэнергоиздатом журналы основаны именно на этих устаревших «Руководящих указаниях».

Необходима разработка и выпуск новых «Руководящих указаний» и новых рациональных форм оперативной документации, разгружающих персонал от ненужной «писанины». Рекомендации Г. Б. Якуши следует в основном признать правильными и учесть при составлении новых «Руководящих указаний», которые следует выпускать как можно скорее.

Выводы

1. Для обеспечения дежурного персонала нужным ему инструктивным материалом при одновременном сокращении объема и количества инструкций необходимо издание 3—4-х типовых инструкций, которые должны быть основой для небольших дополнений, учитывающих местные условия.

2. В программах техникумов и ремесленных училищ, а также в пособиях для учащихся должны быть значительно расширены разделы, посвященные обязанностям дежурного персонала по обслуживанию оборудования подстанций и электроцехов электростанций.

3. Необходим выпуск новых «Руководящих указаний по оперативно-технической документации» для подстанций, охватывающих собою их эксплуатацию и ремонт.



Кроме того, производство монтажных работ осложнялось загруженностью монтажной площадки, поскольку фундаменты под генераторы занимали до 70% всей площади помещения и выступали на высоту до 1,5 м.

Для выполнения монтажных работ к установленному графику срока был запроектирован специальный порталный кран с консолями применительно к существующим условиям строительства здания гЭС, который и был в дальнейшем изготовлен на месте (рис. 1).

Портальный кран пролетом 14 м и весом 10 т состоял из двух решетчатых жестких А-образных ног, соединенных между собой ригелем, и двух вспомогательных стрел грузоподъемностью 1,5 т каждая, работающих от электролебедок.

Вспомогательные стрелы предназначались для подъема и установки стропильных ферм, связей и прогонов укрупненными блоками. Вылет стрел регулировался ручными лебедками.

Портал с торцов имел две небольшие консоли, к которым прикреплялись полиспасты грузоподъемностью 10 т каждый.

Перемещение крана производилось ручными лебедками по рельсовым путям, проложенным вдоль здания с внутренней стороны. Жесткость портала и вспомогательных стрел осуществлялась тросовыми растяжками.

Монтаж каркаса здания гЭС производился следующим образом: при помощи полиспастов и электролебедки одновременно с двух сторон поднимались и устанавливались на фундаменты две колонны. При поднятии колонны закреплялись в продольном направлении подкрановыми балками и связями.

Две вспомогательные стрелы поднимали и заводили стропильные фермы, которые стыковались с колоннами.

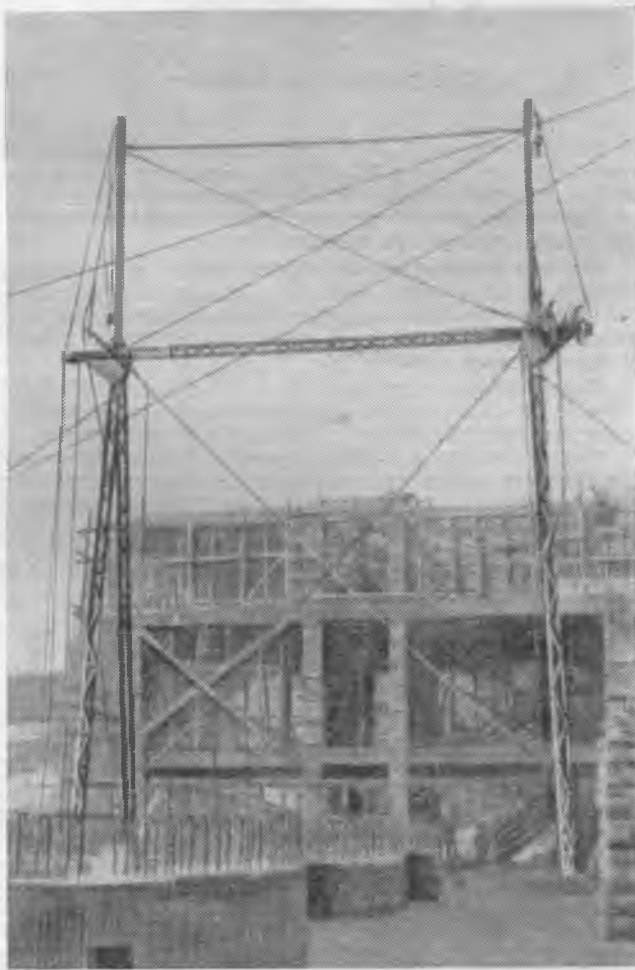


Рис. 1. Монтажный порталный кран.

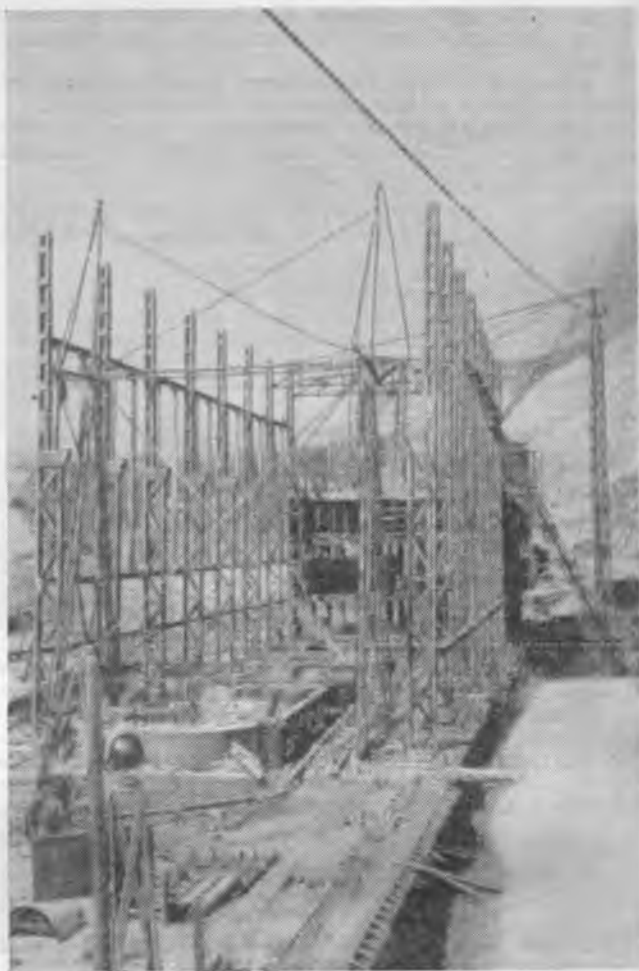


Рис. 2. Сборка каркаса здания гЭС порталным краном.

После монтажа основных элементов каркаса здания при помощи стрел крана устанавливали связи и прогоны (рис. 2). По окончании монтажа одной рамы каркаса кран перемещали на следующую стоянку.

Применение порталного крана вполне себя оправдало, и монтажные работы были закончены к сроку.

Инж. А. Н. Арондар

Заварка сквозной трещины барабана котла высокого давления

Барабан котла высокого давления с наружным диаметром 1650 мм и толщиной стенок 93 мм, изготовленный из стали с содержанием: 0,28% С; 0,57% Мn; 0,32% Si; 0,04% Р; 0,025% S; 0,07% Cr; 0,15% Cu и работающий под давлением 113 ата получил в процессе эксплуатации до 80 повреждений. Эти повреждения были устранены сваркой, проведенной с предварительным и сопутствующим подогревами.

После заварки указанных повреждений при гидравлическом испытании барабана была обнаружена сквозная трещина с двумя ответвлениями. Трещина была видна невооруженным глазом, а ответвления выявились путем контроля, проведенного ультразвуковым дефектоскопом и подтвержденного просвечиванием гамма-лучами.

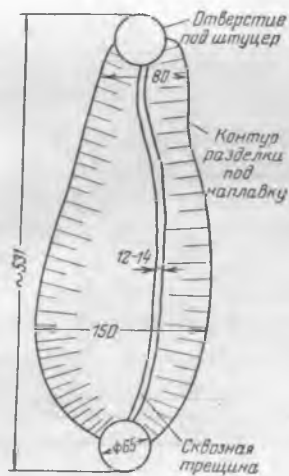
Для установления границ образовавшихся трещин поверхность барабана была зачищена с наружной и внутренней сторон и подвергнута травлению 14-процентным раствором серной кислоты.



Около концов трещины произвели сквозную засверловку диаметром 18 мм, а в концах ответвлений просверлили отверстие диаметром 65 мм (рис. 1). Большая величина последнего диаметра объясняется желанием устранить возможные микротрещины, не выявленные ультразвуковым и гамма-контролем.

Высверленные отверстия являются компенсаторами при последующей заварке образовавшихся трещин.

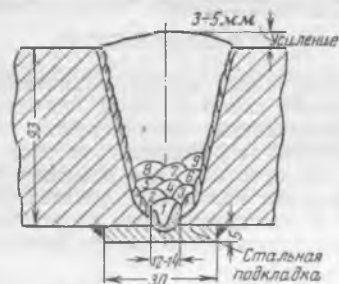
Перед сваркой была произведена U-образная разделка кромок при помощи газового резака, пневмозубила и наждачного камня (рис. 2). Зазор между кромками был равен 12—14 мм.



После подготовки поверхности кромок их вторично протравили 14-процентным раствором серной кислоты — при этом на поверхности разделки трещин не было обнаружено.

Перед началом сварки часть барабана около трещины подвергли обогреву четырьмя горелками № 6, причем три из них располагались с наружной и одна — с внутренней стороны. Остальная часть барабана была тщательно изолирована листовым асбестом. Для предотвращения сквозняков внутри барабана один из люков был закрыт наглухо, а второй приоткрыт лишь настолько, чтобы обеспечить возможность просунуть руку с горелкой.

Температуру нагрева металла барабана измеряли термометрами с гальванометрами. Термометры были расположены на расстоянии 1 м от мест нагрева. Когда температура металла на расстоянии 1 м от места сварки достигла 200° С, второй люк барабана полностью закрывали и изолировали листовым асбестом. В течение всего процесса сварки температуру подогрева поддерживали равной 150—200° С. Первый шов был наложен по центру разделки, для чего с внутренней стороны барабана подкладывали стальную полосу шириной 30 мм и толщиной 5 мм (рис. 3). Для



устранения возможности образования горячих трещин в процессе сварки на обе поверхности были наложены наплавки шириной 6—8 мм при помощи электродов УОНИИ-13/55 диаметром 5 мм при токе 170 а. Наложение этих наплавок облегчает в дальнейшем процесс сварки, так как химический состав переходного слоя почти одинаков с химическим составом металла сварного шва. Заварку трещин проводили теми же электродами при силе постоянного тока 150 а, на короткой дуге с обратной полярностью. Наложение швов производилось сразу на всю длину разделки, снизу вверх, валиком высотой 6—8 мм и шириной 14—18 мм.

Начиная со второго шва, все последующие (не считая усиления) проковывали пневматическим зубилом при 150—130° С. Учитывая малую усадку первого шва, проковку его не производили. Усиление после сварки было выполнено поперечными швами.

По окончании заварки трещины место сварки было нагрето до 300° С и изолировано листовым асбестом.

После остывания барабана до комнатной температуры пневмозубилом была удалена подкладная полоса и проведена подварка корня шва. Затем в концевые отверстия были вставлены штуцеры диаметром 63 мм с заглушками и заварены по контуру угловыми швами. Штуцеры являлись компенсаторами, так как они давали возможность сварному шву расширяться в процессе работы котла.

После окончания ремонта барабана он был подвергнут гидравлическому испытанию и контролю ультразвуковым дефектоскопом, давшими положительные результаты.

В настоящее время котел эксплуатируется и никаких дефектов в нем не наблюдается.

Инж. В. Н. Фрейцес



ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

Упрощение и повышение надежности электромеханической автоматики тепловых процессов

Электрическая схема электромеханической автоматики тепловых процессов системы ЦКТИ, применяемой на большинстве электростанций Министерства электростанций, включает в себя три напряжения и два рода тока. Электрозолотник и промежуточное реле работают на постоянном токе 110 в, катушки магнитных пускателей — на постоянном токе 220 в, электродвигатель редуктора, изменяющий положение регулирующих органов, работает на переменном токе 220/380 в.

Опыт упрощения электрической схемы автоматики в части исключения постоянного тока (кроме указателя положения) с переводом электрозолотника (первичного реле) на работу переменным током 220 в и демонтажем промежуточных реле, показавший в течение длительного времени работы хорошие результаты, уже описывался¹.

Дальнейшее упрощение электрической схемы автоматики, произведенное цехом теплового контроля и автоматики электростанции, состоит в переводе питания первичного реле и катушек магнитного пускателя на напряжение 380 в переменного тока (рис. 1). Катушки магнитного

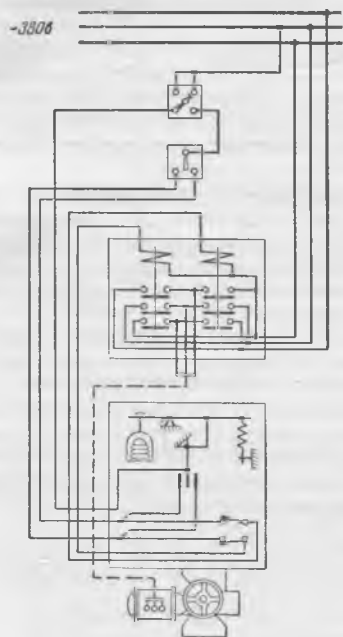


Рис. 1. Электрическая схема колонки регулирования давления в деаэраторе.

пускателя (типа МКР-0) перемотаны проводом диаметром 0,2 мм, с числом витков 3 650. Указанное изменение электрической схемы снижает (в 2—3 раза) подгорание контактов первичного реле и высвобождает одну жилу кабеля.

Наименее надежным местом электрической части электромеханической автоматики тепловых процессов являются

реверсивные магнитные пускатели, гибкие токоподводы которых от частых включений и отключений обрываются, что нарушает работу автоматики.

Для устранения этого ненадежного элемента магнитные пускатели (типа МКР-0) были переделаны работниками цеха теплового контроля и автоматики следующим образом (рис. 2 и 3). Гибкие токоподводы демонтированы и заменены контактными стойками 1 (аналогичными существующим стойкам 2); две из них установлены со стороны подсоединения токоподводов и одна дополнительно со стороны существующих контактных стоек (на каждой половине пускателя). Электрическая блокировка от одновременного включения ликвидирована, а подвижной контакт блокировки использован как силовой. Два средних контакта соединены металлической планкой 4 и использованы для одной фазы. Напряжение от сети 380 в подводится к болтам А, а к

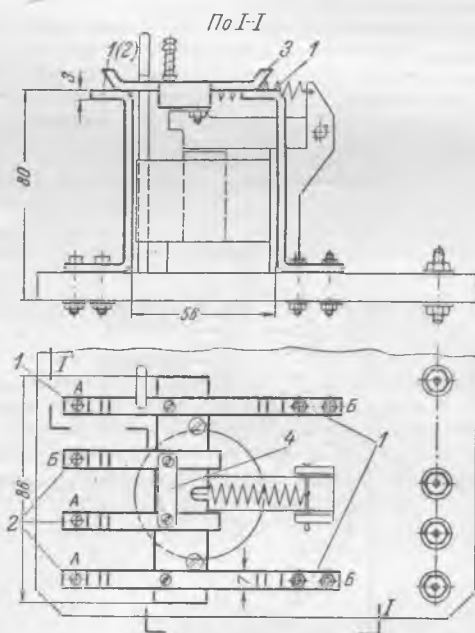


Рис. 2. Измененный реверсивный магнитный пускатель типа МКР-0 (половина).



Рис. 3. Внешний вид измененного магнитного пускателя.

¹ „Электрические станции“, 1953, № 4, стр. 55.

электродвигателю берется из-под болтов Б. Механическая блокировка (коромысло) надежно предохраняет реверсивный магнитный пускатель от одновременных включений.

Подобным же образом переделаны реверсивные магнитные пускатели на всех устройствах автоматики горения, питания и др. в количестве более 60 шт., которые в течение 12—18 мес. работы показали хорошие результаты: случаи срывов в цепях магнитных пускателей полностью устранены.

Эти два мероприятия значительно упростили и одновременно повысили надежность электромеханической автоматики тепловых процессов на электростанции и на основании длительного опыта работы могут быть рекомендованы для внедрения на аналогичном оборудовании.

Инж. Н. А. Горбунов и инж. М. И. Дзалаев

Стационарная пылесосная установка для механизированной уборки производственных помещений

Для механизированной уборки помещений и оборудования в цехе топливopодачи одной электростанции действует мощная центральная пылесосная установка, смонтированная по проекту «Промстройпроект» (рисунок).

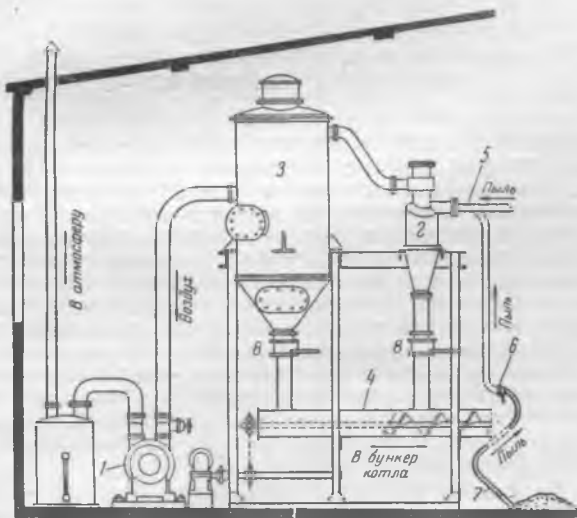


Схема пылесосной установки для механизированной уборки помещений.

1 — вакуумнасос; 2 — циклон; 3 — фильтр; 4 — шнек; 5 — трубы; 6 — муфты; 7 — уборочные рукава; 8 — задвижки.

Основным элементом установки, создающим необходимые скорости для транспортировки мусора по трубопроводам, является водокольцевой вакуумнасос 1 типа РМК-3 с максимальной производительностью 11,5 м³/мин и максимально возможным вакуумом 97%, приводимый в движение двигателем 32 квт.

Крупные частицы мусора отделяются в герметическом циклоне 2 типа ГЦ-2 с максимальной производительностью 840 м³/час при входной скорости 25 м/сек.

Тонкая пыль улавливается герметическим матерчатым фильтром 3 типа ГНМ-3, состоящим из шести рукавов двойной шерстяной ткани «Мельстроя» с фильтрующей поверхностью в 9 м².

Крупные частицы из циклона и пыль из фильтра транспортируются шнеком 4 в бункер одного из котлов.

На рабочих местах, где производится уборка, осуществлена разводка труб 5 диаметром 50 мм с герметическими соединительными муфтами 6 для присоединения уборочных рукавов 7 с наконечниками. В качестве уборочных рукавов применяют гибкие металлические рукава типа РЗ-ЦХ диаметром 38 мм завода «Металлорукав», которые для герметичности обматывают двумя слоями изоляционной ленты и покрывают краской.

Приходится сожалеть, что пока еще не выпускаются гибкие металлические рукава, удовлетворяющие одновременно двум требованиям — герметичности и легкости¹.

Обслуживание установки в основном сводится к следующим операциям, выполняемым дежурным персоналом: пуск и остановка вакуумнасоса, периодическое встряхивание специальным механизмом рукавов матерчатого фильтра, открытие герметических задвижек 8 у фильтра и циклона для удаления из них пыли в шнек, пуск шнека.

Удаление пыли из циклона и фильтра производится при остановленном вакуумнасосе. Присоединение и отсоединение уборочных рукавов, а также замыкание соединительных муфт производятся во время работы насоса под вакуумом.

Обычно уборку производят одним, двумя или тремя рукавами одновременно; при этом разрежение колеблется от 500 до 350 мм рт. ст., а количество воздуха, прокачиваемое насосом, составляет соответственно 200 — 325 м³/час.

За час работы одним уборочным рукавом с наконечником, имеющим щель 200 × 10 мм, убирают пыль и торфяную крошку с площади 80—90 м²; качество уборки отличное. Установка работает надежно и эффективно около трех лет при суточной работе от 10 до 12 час.

Как эффективное средство механизированной уборки центральная пылесосная установка может найти применение на многих предприятиях.

Инж. Б. Н. Козлов

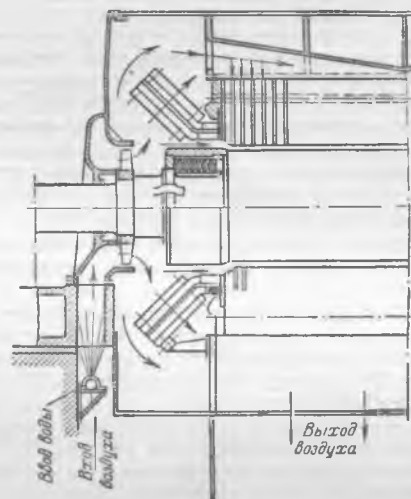
¹ Необходимо поставить вопрос о выпуске заводами герметичных металлических рукавов (вакуум до 500 мм рт. ст.) длиной не более 8—10 м. Р е д.

Об устройстве пожаротушения водой в турбогенераторах

Способ тушения пожара водой в электрических машинах является наиболее эффективным и простым. Опыт показал, что при тушении пожара водой нет основания опасаться нарушения качества изоляции и после увлажнения (например, при ошибочном включении устройства), а также нет необходимости сразу же останавливать генератор на ремонт. Надо произвести интенсивное проветривание генератора при его вращении до исчезновения поверхностной влаги.

Устройство для тушения пожара в турбогенераторах не должно обязательно иметь огнетушительные трубы в виде кольца, с равномерно распределенными по периметру отверстиями диаметром 3—4 мм и устанавливаемого в отсеках лобовых частей обмотки, как это выполнено в машинах отечественного производства.

Подвод воды для тушения пожара можно осуществить в зоне непосредственного входа холодного воздуха в турбогенератор путем установки прямых труб с отверстиями под вентиляторами на уровне ниже фундаментной плиты (см. рисунок). В этом случае вода, выходящая из отверстий



трубы, распыляется сильными потоками воздуха на мелкие частицы, которые уносятся в генератор вместе с воздухом. При этом распыленная вода омывает те места турбогенератора, куда направлены потоки воздуха, т. е. лобовые части обмотки и расточку статора, где обычно и возникают очаги пожара.

Следует также отметить, что при кольцевом огнетушительном устройстве в машинах с большими скоростями воздуха струи воды, направленные на лобовые части обмотки, быстро уносятся потоками воздуха и в меньшей степени омывают лобовые части обмотки, чем при подаче воды через прямые трубы.

По предложению автора описанный метод подвода воды для тушения пожара был осуществлен на ряде турбогенераторов иностранных фирм и может быть легко осуществлен на всех турбогенераторах, не имеющих противопожарного устройства.

До настоящего времени еще не решен вопрос автоматического ввода в действие противопожарного устройства турбогенераторов при тушении пожара водой.

Возникновение пожара в электрических машинах возможно при появлении междофазных замыканий и замыканий на землю в обмотке статора. Однако в практике наблюдались случаи, когда даже при тяжелых авариях обмотки статора не возникало пожара. Это объясняется, очевидно, тем, что при правильной работе защиты происходит быстрое отключение турбогенератора от сети с одновременным гашением поля ротора, а дуга, возникшая в месте замыкания, быстро гаснет, и пожар не распространяется. На развитие пожара в турбогенераторах в значительной степени влияет место появления очага пожара, а также класс изоляции обмоток. Поэтому не всегда при действии дифференциальной защиты следует подавать воду в систему пожаротушения и в генератор.

Инж. А. В. Деблер

Об одной особенностях защиты типа ДФЗ-2

В дифференциально-фазной высокочастотной защите типа ДФЗ-2 предусмотрена фиксация пуска высокочастотного передатчика на время 0,5—0,6 сек. после возврата пусковых органов, что необходимо для обеспечения селективности при симметричных повреждениях вне зоны действия защиты. При срабатывании защиты во время короткого замыкания в защищаемой зоне предусмотрена останова работы высокочастотного передатчика от контактов выходного промежуточного реле, имеющего обмотку самоудерживания в цепи отключающей катушки. Последнее обеспечивает прекращение работы высокочастотного передатчика к моменту отключения выключателя линии.

При принятой схеме выходное промежуточное реле может обеспечить прекращение работы высокочастотного передатчика к моменту отключения выключателя линии только при условии, если его обмотка самоудерживания не шунтируется как при срабатывании самой защиты типа ДФЗ-2, так и при срабатывании других быстродействующих защит линии. Однако во многих случаях выходные цепи защит линии выполняются таким образом, что эта обмотка шунтируется контактами специального промежуточного реле с последовательной обмоткой в цепи отключающей катушки выключателя для пуска ТАПВ или контактами выходных промежуточных реле других быстродействующих защит, например токовых отсеков. После прекращения работы высокочастотного передатчика, реле ПР4 органа сравнения фаз токов возвращается в исходное положение, что вызывает при шунтировке обмотки самоудерживания возврат выходного промежуточного реле защиты и работу передатчика в течение 0,5—0,6 сек. после отключения выключателя.

При работе передатчика после отключения выключателя на противоположный конец линии посылаются непрерывный (неманипулируемый) блокирующий высокочастотный сигнал. На линиях, оборудованных ТАПВ без проверки синхронизма такая работа передатчика в течение указанного времени может привести к замедлению действия защиты на одном из концов линии до 0,5—0,6 сек. после повторного включения на неустранившееся несимметричное короткое замыкание. Это может иметь место там, где вклю-

чение осуществляется после отключения повторно включенной линии с другого конца.

Из-за посылки в течение 0,5—0,6 сек. непрерывного высокочастотного сигнала после отключения выключателя может также иметь место отказ действия защиты с одной стороны линии при повторном включении на симметричное повреждение. Последнее объясняется тем, что чувствительный пуск при симметричных коротких замыканиях вводится только на 0,2—0,25 сек.

Для прекращения работы высокочастотного передатчика при указанном выше выполнении выходных цепей защит линии может быть рекомендована схема (см. рисунок),

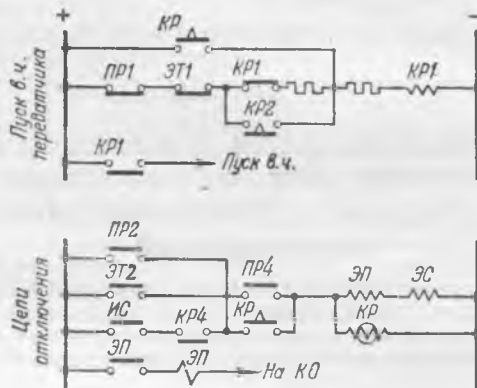


Схема прекращения работы высокочастотного передатчика при срабатывании защиты ДФЗ-2 при помощи реле типа КДР-3.

предусматривающая применение дополнительного кодового реле КР типа КДР-3 с замедлением на возврат 0,2—0,25 сек. При срабатывании защиты реле КР удерживается в сработанном положении до возврата пусковых органов. Благодаря замедлению реле КР всегда возвращается в исходное положение после возврата органов, пускающих высокочастотный передатчик, что предупреждает повторный пуск передатчика при отключении выключателя линии. Время прямого действия реле КР должно быть небольшим, что обусловлено необходимостью обеспечить надежное его срабатывание к моменту отключения выключателя. Особенно это важно при наличии на линии быстродействующих токовых отсеков и воздушных выключателей. При указанном времени на возврат легко можно получить время срабатывания реле КР, равное 0,03—0,04 сек.

На линиях, оборудованных ТАПВ без проверки синхронизма до использования приведенной схемы прекращения работы высокочастотного передатчика, необходимо принять выдержки времени на ТАПВ, обеспечивающие повторное включение выключателей по концам линии с интервалом времени не меньше 1 сек. При этом к моменту повторного включения каждого из выключателей будет прекращаться работа высокочастотного передатчика на противоположном конце линии, что также обеспечивает нормальное действие защиты.

На линиях, оборудованных ОАПВ, не может быть использована обмотка самоудерживания выходного промежуточного реле защиты, в связи с чем приходится отказываться от действия этого реле на прекращение работы высокочастотного передатчика, во избежание возврата защиты до отключения выключателя поврежденной фазы. При наличии ОАПВ нельзя также использовать для этой цели приведенную на рисунке схему с применением дополнительного кодового реле. Последнее обусловлено тем, что при переводе линии в режим работы двумя фазами необходимо обеспечить возврат выходного промежуточного реле защиты при оставшихся в сработанном положении пусковых органах. С точки зрения работы защиты при появлении короткого замыкания до повторного включения отсутствие прекращения работы высокочастотного передатчика при ее срабатывании вполне допустимо, так как защита при этом одновременно приходит в действие по обоим концам линии.

При одновременном включении поврежденной фазы по концам линии от ОАПВ на неустранившееся короткое замыкание могло бы, однако, иметь место указанное выше замедление в работе защиты с одной стороны линии. При срабатывании защиты после повторного включения необ-

ходимо поэтому останавливать работу высокочастотного передатчика от промежуточного реле ОАПВ, действующего на отключение всех трех фаз линии.

Канд. техн. наук Е. Д. Сапир

Повреждение соединительных муфт на подводной кабельной линии 35 кВ

В одной энергосистеме с 1947 г. находится в эксплуатации проложенная через судоходную реку кабельная линия 35 кВ общей длиной 2 500 м. Линия выполнена подводным кабелем типа ОСК, сечением 127 мм² с неуплотненными жилами и с бумажной пропитанной изоляцией. Кабель изготовлен американской фирмой Хабиршау Кейл Корпорейшен в 1943 г.

Кабельная линия проходит по трассе со значительным уклоном: максимальная разность уровней составляет 15 м.

На линии к началу ее эксплуатации, кроме концевых муфт типа КОНЭГ-35, было смонтировано 17 соединительных муфт.

Соединительная муфта каждой фазы выполнена из двух цельнотянутых свинцовых труб толщиной стенки 3 мм, соединенных поперечным швом. На цилиндрическую часть муфты наложен листовой свинец толщиной 3 мм, поверх которого пропаяны четыре латунные полоски и бандаж из медной проволоки диаметром 1,5 мм. Свинцовая муфта с подобным усилением ее механической прочности согласно данным Ленэнерго¹ выдерживает внутреннее давление (до разрыва) 16 кг/см². Свинцовые муфты залиты массой МК-45 и помещены в защитные кожухи, изготовленные из стальных труб с толщиной стенки 5 мм. Объем между свинцовыми муфтами и внутренними стенками защитного кожуха заполнен битумной массой.

Кабельная линия за все время эксплуатации с 1947 г. находилась под напряжением, но без нагрузки (в автоматическом резерве) и лишь периодически со значительными перерывами включалась под нагрузку, не превышавшую допустимой для кабеля данного сечения.

Кабельная линия с момента окончания монтажа в 1946 г. по 1951 г. включительно ежегодно подвергалась профилактическим испытаниям выпрямленным напряжением 110 кВ с одновременными измерениями токов утечки. Повреждений на линии не было.

Первое повреждение на кабельной линии произошло в середине 1952 г. в соединительной муфте, расположенной на глубине 7—8 м судоходной части реки, в самом низком месте трассы линии.

Повреждение свинцовой муфты произошло в месте заделки заливочного отверстия муфты со стороны конца кабеля, расположенного на самой высокой части трассы.

При вскрытии свинца муфты установлено, что весь слой изоляции кабеля в этом месте обожжен и разрушен, следы ожога и частичного разрушения изоляции видны на торце прямого бумажного рулона муфты. Сожжена и часть свинцовой обложки самого кабеля в месте разбортовки ее рядом с шейкой муфты, что свидетельствовало об электрическом пробое изоляции между токоведущей жилой и местом разбортовки свинца кабеля.

Отмечено также значительное вспучивание свинца в месте заделки второго заливочного отверстия муфты. Защитный стальной кожух муфты был разорван по сварочному шву примерно на одной четверти длины кожуха с противоположного конца от места разрыва свинцовой муфты; при этом из кожуха вытекла значительная часть заливочной массы, объем которой был замещен водой.

Вскрытие неповрежденной муфты на другой фазе показало, что она во всем своем свободном объеме заполнена жидкой пропиточной массой из кабеля. Концы кабеля с обеих сторон поврежденной муфты, особенно со стороны места повреждения, имели явные признаки недостаточного содержания пропиточной массы в сравнении с другими фазами и особенно в сравнении с отрезком кабеля, не бывшего в эксплуатации.

¹ И. Е. Балыгин и Р. Я. Минков, „Электрические станции“, 1946, № 7, стр. 44.

Опытом эксплуатации в ряде энергосистем установлено, что на кабельных линиях 35 кВ с жидкой пропиткой, проложенных на наклонных трассах, вследствие возникновения гидростатического давления происходит перемещение как пропиточной массы кабеля в муфту, так и заливочной массы муфты в кабель.

При охлаждении ненагруженных током кабелей в образовавшихся пустотах происходят процессы ионизации и, как следствие, ускоренное старение изоляции, а в соединительных муфтах создаются вакуум и засасывание пропиточной массы из кабеля и, следовательно, увеличивается внутреннее давление на свинец муфты.

В результате происходит необратимое расширение оболочек свинцовой муфты, приводящее к разрыву свинца², проникновению влаги через неплотности защитного кожуха в изоляцию кабеля в муфте, а затем к электрическому пробое изоляции кабеля и разрыву защитного стального кожуха.

Для предотвращения подобных повреждений должен устанавливаться соответствующий нагрузочный режим, а именно: не следует допускать длительного нахождения кабельной линии под напряжением без нагрузки.

Кроме того, для кабелей с неуплотненными жилами во избежание усиленного перемещения пропиточной массы допускаемые нагрузки должны быть значительно снижены в соответствии с приведенным ниже подсчетом.

Исходя из условия теплового равновесия в кабеле, длительно допустимая нагрузка на нем определяется из уравнения³

$$I = \sqrt{\frac{\theta_1}{nR(1 + \alpha\theta_2) \sum_{k=1}^n S_k}} = 275 \text{ а,}$$

где $\sum_{k=1}^n S_k$ — тепловое сопротивление изоляции, покровов

и окружающей кабель среды, принятое равным 97,5 ом (тепловых);

$\theta_1 = t_{\text{макс}} - t_0$ — перепад температур между жилой кабеля и окружающей средой

[подсчет сделан в соответствии с приведенными И. Е. Балыгиным данными для условий прокладки кабеля в почве на глубине 1 м (береговые и островные участки, на которых уложено ~ 50% кабеля от общей его длины)].

Принимая в соответствии с инструкцией Технического отдела МЭС⁴ допустимую рабочую температуру жилы 50° С при температуре окружающей среды 15° С, имеем:

$\theta_1 = 35^\circ \text{ С}$, а $\theta_2 = t_{\text{макс}} - 20^\circ \text{ С} = 30^\circ \text{ С}$;

$$R = \frac{\rho}{q} = \frac{1,784 \cdot 10^{-4}}{127} = 1,41 \text{ ом} \cdot \text{мм}^2/\text{см};$$

$\alpha = 0,004$ — температурный коэффициент сопротивления для меди, на 1° С;

$n = 3$ — число фаз в кабеле.

Учет внутреннего давления в кабеле производился на основании кривой 3 серии кривых зависимости внутреннего давления в кабелях 35 кВ марки ОСКБ от величин токов нагрузки, приведенных И. Е. Балыгиным. Эта кривая дана для случая, когда количество пропиточной массы в кабеле при эксплуатации несколько уменьшено (примерно на 0,5% от общего содержания массы), что имеет место для кабелей 35 кВ с неуплотненными жилами упомянутой выше фирмы.

На основании изложенного, а также учитывая, что опытом эксплуатации силовых кабелей 35 кВ в Ленэнерго величина избыточного давления в кабеле не должна превышать 1 ат, следует, что допустимая величина тока нагрузки для рассматриваемого кабеля должна быть снижена до 215 а, т. е. на 23%.

² И. Е. Балыгин, „Электрические станции“, 1947, № 6, стр. 43.

³ Там же.

⁴ Инструкция по эксплуатации силовых высоковольтных кабелей, Госэнергоиздат, 1946.



Рис. 1. Поврежденная свинцовая муфта кабеля 35 кв.

Осенью 1953 г. на этой же кабельной линии произошло повреждение второй соединительной муфты (на расстоянии 300 м от концевой муфты), расположенной на глубине 4—5 м.

Повреждение свинца и разрушение изоляции в свинцовой муфте произошли вблизи заливочного отверстия (рис. 1). При этом стальной защитный кожух, заполненный массой МБ, разорвался по сварочному шву на длине ~ 500 мм против места повреждения в свинцовой муфте⁵.

Пробой изоляции (рис. 2) произошел от соединительной гильзы 1 по границе между изоляцией кабеля и наложенной на нее роликовой и рулонной изоляцией 2 и далее — до края отбортовки свинца 3 кабеля, а также на корпус свинцовой муфты в местах а и б. При этом в свинцовой оболочке муфты (место а) было выжжено отверстие диаметром 50 мм и щель шириной 8—10 мм — на половине длины окружности (место б); на краях щели в двух местах были следы надрыва свинца.

В местах в и г проволоки медной жилы кабеля были развернуты до диаметра, равного примерно 2,5 диаметрам нормальной жилы (до 40 мм). Изоляция рулона была смещена по радиусу вплотную к стенкам свинцовой муфты, заполнив все свободное пространство. От выплывания медных проволок жилы изоляция кабеля была деформирована с образованием пустот между слоями бумаги.

Пространство в свинцовой муфте между изоляцией большого рулона и свинцовой оболочкой кабеля со стороны, противоположной месту повреждения, было полностью пропиточной массой, переместившейся из кабеля и растворившей заливочную массу МК-45 в данном объеме; подобное явление имело место в двух других фазах.

Причину повреждения изоляции в муфте можно объяснить следующим образом

Деформация медных проволок токоведущей жилы могла возникнуть от сжимающих усилий в кабеле, так как броня кабеля защищает его только от усилий растягивающих. Подобная деформация медной жилы произошла, очевидно, при погружении смонтированной муфты кабеля в воду, что имело место и в других энергосистемах* при монтаже кабелей 35 кв*.

Деформация медной жилы только в одной фазе объясняется тем, что при разделке свинцовой муфты эта фаза была обрезана несколько короче других и слабо выгнута от формы прямой в защитном кожухе (рис. 3), поэтому при сжатии кабеля в целом поврежденная фаза могла работать как сжимаемый прямой стержень с деформацией свинцовой оболочки и медной жилы, а не на изгиб, как две другие нормально выгнутые фазы.

Вследствие деформации медной жилы и изоляции в муфте имело место искажение формы электрического поля и появление значительных по величине тангенциальных

⁵ Разбор схемы повреждения и техническое заключение о причине повреждения этой муфты составлены совместно с инж. П. М. Скороходовым.

* Е. А. Прошин, «Промышленная энергетика», 1952, № 11.

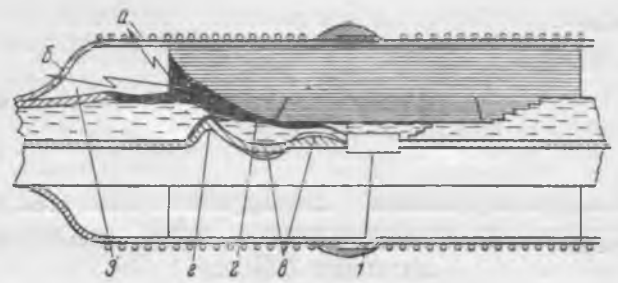


Рис. 2. Поврежденная соединительная муфта кабеля 35 кв



Рис. 3. Расположение свинцовых муфт в защитном кожухе.

градиентов, что привело к возникновению скользящего разряда в изоляции, который развился в электрический пробой с жилы на свинцовую оболочку кабеля. Этому способствовало также несколько повышенное значение градиентов электрического поля, имевшее место согласно произведенным подсчетам на первых от соединительной гильзы ступенях разделки кабеля в муфте.

Таким образом, причиной повреждения муфты в данном случае явился дефект монтажа, который выразился в отсутствии достаточно жесткого закрепления со стальным защитным кожухом входящих в него концов кабелей. Вследствие этого при перемещении муфты с уровня, на котором она монтировалась, на дно по осям концов кабелей появились усилия, сместившие жилу кабеля по направлению к середине места соединения.

Выводы

1. При прокладке силовых кабелей с неуплотненными жилами и с необедненной пропитанной изоляцией на трассах со значительным уклоном наиболее целесообразным эксплуатационным для них режимом будет постоянное включение под нагрузкой, при этом во избежание усиленного перемещения пропиточной массы допускаемые токи нагрузки должны быть снижены согласно расчету.

2. При монтаже соединительных муфт на кабельных линиях 35 кв необходимо при выборе схемы электрической разделки изоляции кабеля в муфте произвести расчеты с целью выбора наиболее оптимальных размеров всех элементов разделки соединительной муфты, которые обеспечивали бы равномерное распределение тангенциальных градиентов потенциалов электрического поля по всей длине разделки.

3. Для предотвращения осевого сдвига концов кабеля в соединительной муфте необходимо при прокладке подводных кабелей 35 кв производить опускание полностью смонтированной соединительной муфты под воду вместе с рамой, на которой муфта монтировалась, и одновременно применять оттяжку вручную веревками входящих в муфту концов кабелей.

Инж. М. А. Баркан



ОТКЛИКИ И ПИСЬМА

На статью Т. П. Мусатова «О защитном тросе на двухцепной линии электропередачи 110 кВ»

В своей статье Т. П. Мусатов («Электрические станции», 1954, № 4) предлагает отказаться от защиты тросами второй параллельной линии электропередачи 110 кВ на металлических опорах, ограничившись подвеской их на подходах к подстанциям, если на первой линии трос подвешен по всей ее длине. Этот вопрос возникает лишь потому, что линии электропередачи на металлических опорах неправильно строятся одноцепными, так как такие линии (во всяком случае рассматриваемого напряжения) должны, как правило, сооружаться двухцепными.

Действительно, стоимость сооружения строительной части (опор, фундаментов) двухцепной линии электропередачи 110 кВ с нормальным числом угловых опор выше одноцепной не более чем на 15—20%. Это относительно небольшое удорожание объясняется тем, что промежуточные и анкерные опоры, как известно, рассчитываются на обрыв соответственно одного и двух проводов вне зависимости от их числа на опоре, вследствие чего вес конструкций и объем фундаментов опор этих типов при переходе их с трех на шестипроводные увеличиваются незначительно: основное удорожание строительной части приходится на угловые и конечные опоры в результате пропорционального увеличения постоянно действующих на них усилий.

С другой стороны, эксплуатационная надежность двухцепных линий электропередачи, т. е. фактически линий с вертикальным расположением проводов, может быть обеспечена во всех климатических районах предупреждением замыканий между проводами из-за их неравномерного нагружения гололедом, внезапного сброса гололеда с проводов и «пляски» последних. Соответствующие расчеты и обработка наших и зарубежных материалов, анализ аварий из-за схлестывания проводов в результате их подскока или «пляски» приводят к выводу, что перекрытия, связанные с сближением проводов на недопустимо близкое расстояние, не будут иметь места, если при вертикальных расстояниях между проводами и расположении их во всех случаях «обратной елкой» осуществляются горизонтальные смещения последних в отношении друг друга и тросов в отношении проводов по данным таблицы:

Номинальное напряжение линии, кВ	Климатический район			
	I, II		III, IV	
	Смещение между проводами, см		Смещение между тросом и проводом, см	
35	50	125	35	100
110	75	175—200	45	150
150	100	250	65	200
220	150	375	90	275

Осуществление требуемых вертикальных расстояний между проводами и тросами и приведенных горизонтальных смещений при одновременном соблюдении минимальных углов защиты проводов тросами (порядка 20°) не вызывает заметного утяжеления конструкций. Горизонтальные расстояния между проводами любого их вертикального яруса по условию сближения в пролете на современных линиях электропередачи получают не меньше требуемых по условию ремонта одной цепи, когда вторая цепь находится под напряжением.

Во всяком случае настоящее понимание физических явлений, протекающих на линиях электропередачи, и достигнутый уровень их технической эксплуатации дают возможность сооружать двухцепные линии высокой надежности.

Вторым важным доводом, диктующим применение двухцепных опор, является зависимость экономической плотности тока от того, будет ли при нагрузках, превышающих максимальную расчетную, сооружаться новая линия или будет подвешена вторая цепь на уже сооруженных двухцепных опорах. Как известно, наивыгоднейшее сечение проводов дополнительной линии должно быть таково, чтобы в сумме с сечением проводов существующей линии оно равнялось экономическому. Расчеты показывают, что экономически целесообразно ввести в работу дополнительную линию лишь в том случае, если плотность тока существующей линии достигла значения, превосходящего в среднем в 2 раза расчетную экономическую плотность тока. При проводах небольших сечений, а также при коротких линиях, для которых учет стоимости ячеек играет существенную роль, это отношение так называемой предельно экономической плотности тока к экономической плотности будет еще больше¹. Но при наличии установленных двухцепных опор, т. е. когда речь идет лишь о подвесе второй цепи, очевидно, что предельно экономическая плотность тока приближается к экономической вследствие резкого сокращения составляющей стоимости 1 км линии, не зависящей от сечения провода. Следовательно, сооружение линий электропередачи на двухцепных опорах дает возможность в более ранние сроки ввести вторую цепь и тем самым уменьшить потери энергии. Таким образом, вопрос заключается не в той, совсем небольшой экономии, которая достигается при отказе от сплошной подвески тросов на вторых параллельных линиях, а в отказе от сооружения одноцепных линий, о которых фактически идет речь в обсуждаемой статье, поскольку строительство двухцепных линий приводит к резкому экономическому эффекту.

Предложение отказаться от защиты вторых параллельных линий тросами будет логично отнести также к двухцепным линиям, но такие линии (относительно большой протяженности) редки. При этом нельзя обобщать 100-процентную успешную работу АПВ, как это было в единичных случаях, которые приводятся автором предложения, поскольку еще имеется неуспешная работа АПВ (примерно в 20% случаев) вследствие недостатков схемы релейной защиты, отказа проводов и остаточных повреждений. Кроме того, преднамеренный отказ от защиты собственно линии влечет за собой требование о пофазном ее управлении выключателями с пофазным АПВ.

Наконец, решающий фактор — экономические показатели — не подтверждает целесообразности отказа от применения тросов на параллельных двухцепных линиях во всех случаях, т. е. вне зависимости от интенсивности грозовой деятельности района прохождения трассы. В то время как защита тросами линии 110 кВ на деревянных опорах удорожает стоимость их сооружения до 25% в основном из-за резкого снижения расчетных пролетов, применение тросов на линиях 110 кВ с металлическими опорами увеличивает ее стоимость максимум на 4% и при этом расход металла на опоре (не считая тросов) повышается всего лишь на 4%.

В свете приведенных соображений представляется неприемлемым на данной стадии принять обсуждаемое предложение, поскольку оно косвенным путем приводит в какой-то мере к узаконению параллельных одноцепных линий и потому, что оно не может рассматриваться как доказанное для всех случаев, если отвлечься от дефицитности

¹ Б. И. Розенберг, Экономическая целесообразность строительства дополнительных линий в электрических сетях, «Электрические станции», 1951, № 9.

в настоящее время стальных тросов (с пределом прочности 100 кг/мм² и выше). Некоторые затруднения, возникающие в районах с особо сильными гололедами, при необходимости удаления с тросов гололедных образований, а равно несколько большая вероятность обрыва тросов в этих районах по мере их износа не меняют основных выводов.

Указание «Правил технической эксплуатации» о том, что «в отдельных случаях с разрешения главного эксплуатационного управления» допускается подвеска тросов лишь на подходах линий электропередачи 110—220 кВ на металлических опорах, хорошо именно тем, что оно дает возможность учитывать в общем комплексе те или иные особенности проектируемой линии, которые могут привести к отказу от защиты тросами даже первых линий, например, в районах со слабой грозовой деятельностью.

Инж. О. Г. Вексельман

На статью П. Ж. Озола „Автоматический повторный пуск электродвигателей“

По описанной в статье П. Ж. Озола схеме АПП электродвигателей («Электрические станции», 1954, № 6) имеют следующие замечания:

1. При эксплуатационной остановке электродвигателя необходимо выводить из действия устройство АПП, так как в случае последующего срабатывания защиты минимального напряжения электродвигатель автоматически включается в работу. Этот недостаток может быть устранен, если цепь питания АПП оперативным током завести через контакты ключа управления, замкнутые при положении ключа «Включено». Однако опыт эксплуатации АПВ с пуском «от несоответствия» показал, что неконтролируемая цепь питания АПВ может быть причиной отказа устройства из-за нарушения контакта ключа управления.

Надежная избирательность действия устройств АПП обеспечивается при «серийном пуске», когда импульс на отключение от защиты минимального напряжения поступает через последовательную обмотку двухобмоточного люскового реле¹. В этом случае эксплуатация АПП не требует вмешательства оперативного персонала электростанции при пусках и остановках электродвигателей.

2. Схема АПП имеет много контактов в цепях пуска и блокировки и требует реконструкции защиты минимального напряжения в связи с применением реле минимального напряжения типа ЭП-526/200 с двумя парами контактов. Между тем устройства АПП электродвигателей, отключившихся от защиты минимального напряжения, не требуют элементов, предотвращающих многократное включение на короткое замыкание, и поэтому могут выполняться проще, чем устройства АПВ, применяемые для линий.

3. Наличие сопротивления δ в цепи обмоток реле минимального напряжения 1 является положительной особенностью схемы, так как благодаря повышению напряжения срабатывания устройства при восстановлении напряжения достигается возможность выдержки времени до повторного пуска. Однако шунтирование сопротивления δ нормально замкнутыми контактами реле 2 (в схеме рис. 2 статьи) вызывает возражение, так как при восстановлении напряжения через промежуток времени, меньший 10 сек., сопротивление δ не участвует в работе схемы, и поэтому не достигается изменения напряжения, при котором устройство отключается и включает электродвигатели.

Приведенные соображения показывают, что рассмотренная схема вряд ли может быть принята в качестве типовой.

Заключение автора о том, что автоматический повторный пуск электродвигателей позволяет полностью восстановить нормальный режим работы основных механизмов собственных нужд электростанции после снижения напряжения является, безусловно, правильным.

Инж. Е. М. Французов

¹ Е. М. Французов, «Электрические станции», 1952, № 7.

В связи с замечаниями Е. М. Французова полагаю необходимым изложить свою точку зрения по затронутым вопросам.

1. Вывод устройства АПП из действия в схемах, приведенных в статье, предполагалось индивидуальными переключателями автоматики каждого электродвигателя. Такие переключатели обычно устанавливаются для вывода из действия в случае необходимости устройств автоматики (АПВ, АВР и т. д.). Осуществление серийного пуска в рассматриваемых схемах весьма затруднительно ввиду того, что устройство АПП органически связано с защитой минимального напряжения электродвигателей и является общим для группы электродвигателей. В схеме же, предложенной Е. М. Французовым («Электрические станции», 1952, № 7), устройство АПП предусматриваются индивидуально для каждого электродвигателя.

2. Приведенная на рис. 2 моей статьи схема с использованием релейной аппаратуры, выпускаемой в настоящее время нашей промышленностью, ни в коей мере не претендует на совершенство. Более совершенная схема устройства защиты минимального напряжения и АПП электродвигателей получается при наличии реле напряжения с зависимой выдержкой времени. Применение такого реле не только значительно упрощает схему устройства, но и позволяет получить лучшую характеристику защиты минимального напряжения. Кроме того, наличие обратной зависимости времени отключения от величины снижения напряжения вообще сократит число отключений электродвигателей от защиты минимального напряжения, обеспечив в то же время их самозапуск.

3. При необходимости в схеме рис. 2 обеспечить изменение напряжения срабатывания устройства АПП при восстановлении напряжения раньше чем через 10 сек. после отключения части электродвигателей следует цепь шунтирования сопротивления δ завести последовательно через нормально-замкнутые контакты промежуточных реле 2 и 9.

При составлении схемы рис. 2 предполагалось, что изменения напряжения срабатывания устройства не требуется при кратковременных (меньше 10 сек.) снижениях напряжения. В этих случаях наличие выдержки времени (реле 6) должно обеспечить включение отключившихся электродвигателей после окончания самозапуска остальных двигателей.

Инж. П. Ж. Озол

К вопросу координации линейной изоляции

В статье М. М. Некрасова «О координации линейной изоляции» («Электрические станции», 1953, № 12) содержится ряд сомнительных утверждений и необоснованных выводов:

1. Утверждение о том, что по данным эксплуатации число грозových отключений на линиях с пропитанными опорами значительно выше, чем на линиях с непропитанными опорами, при отсутствии данных об амплитуде и длительности волн перенапряжений в линиях первой и второй систем (табл. 1), является совершенно произвольным.

2. Предложение о координации линейной изоляции не является новым. Предложенные В. В. Бургсдорфом координирующие подкосы снижают разрядное напряжение на землю.

Дополнение П. А. Рыбкина к предложению В. В. Бургсдорфа («Электричество», 1951, № 7) обеспечивает координацию линейной изоляции, имея то преимущество, что применение заземленных подкосов исключает разряд по гирлянде изоляторов, траверзе и стойке опоры и предохраняет последние от разрушения.

3. Шунтирование 4—5-м стойки опоры линии 110 кВ, как предлагает М. М. Некрасов, не дает необходимой координации изоляции, что видно из следующих результатов приближенного расчета, основанного на данных статьи М. М. Некрасова:

Разрядное напряжение на землю на промежуточной опоре 110 кВ	Междуфазовое разрядное напряжение на промежуточной опоре 110 кВ	Разрядный градиент по дереву	Снижение разрядного напряжения при шунтировании 4÷5-м стойки	Разрядное напряжение на землю при шунтировании 4÷5-м стойки
Превышение междуфазового разрядного напряжения над разрядным напряжением на землю				

Пропитанные опоры 4 500 кВ	Непропитанные опоры 3 100 кВ
3 600 кВ 225 кВ/м	2 900 кВ 150 кВ/м
225 (4÷5) = 900÷1 125 кВ	(по данным ЦНИЭЛ) 150 (4÷5) = 600÷750 кВ
4 500—(900÷1 125) = 3 600÷ 3 375 кВ	3 100 — (600÷750) = =2 500÷2 350 кВ
0÷225 кВ	400÷550 кВ

Как видно, превышение междуфазового разрядного напряжения весьма мало и не обеспечивает устойчивой избирательности разряда на землю. Как уже доказано практикой (П. А. Рыбкин), такая координация не устраняет возможности междуфазовых перекрытий.

Следовательно, предложение М. М. Некрасова не улучшает, а ухудшает координацию изоляции и создает неблагоприятные условия работы изоляторов, траверз и стоек опор при грозových поражениях.

Канд. техн. наук М. Е. Иерусалимов
и канд. техн. наук И. К. Федченко

Ответ автора

1. Отсутствие данных об амплитуде и длительности перенапряжений в линиях первой и второй систем (табл. 1) не является препятствием для сравнения данных эксплуатации.

Во-первых, речь идет о двух соседних системах (в первой системе почти все опоры непропитаны, во второй системе все опоры пропитаны креозотом), работающих практически в одинаковых условиях. Каждому должно быть понятно, что здесь может идти речь об одинаковых условиях в смысле грозовой деятельности.

Во-вторых, из табл. 1 видно, что протяженность линий первой системы (с непропитанными опорами) превышает по крайней мере в 2 раза протяженность линий второй системы, а число отключений первой системы в 2 раза меньше, чем во второй (при одинаковых условиях работы). Приведенные в таблице цифры достаточно хорошо говорят сами за себя и без осциллограмм импульсов прямых ударов молнии, без которых, по мнению тт. Иерусалимова и Федченко, нельзя делать никаких выводов.

2. Второе замечание сводится к тому, что предложение о координации линейной изоляции не является ю-

вым, так как предложенные В. В. Бургсдорфом координирующие подкосы снижают разрядное напряжение на землю.

В статье не говорится о каком-то необычайном открытии. Применение координирующих подкосов нами совсем не отрицается. Даже, наоборот, в статье дается дополнительное объяснение роли координирующих подкосов. Однако П. А. Рыбкин показал, что координация далеко не всегда может быть достигнута только подкосами. Во многих случаях нужно еще уменьшать изоляцию линии с провода на землю путем частичного шунтирования стойки опоры.

Данные табл. 3 статьи показывают, а практика эксплуатации (табл. 1 и 2) подтверждает, что если часть изоляции стойки опоры зашунтировать так, чтобы разрядное напряжение по стойке опоры на землю было ниже, чем разрядное напряжение между проводами, то и подкосов не требуется.

3. Замечания тт. Иерусалимова и Федченко о том, что шунтирование 4—5-м стойки опоры 110 кВ не дает необходимой координации, не верно. Это утверждение основано на неправильном использовании данных табл. 3 статьи.

Ссылаясь на эти данные, тт. Иерусалимов и Федченко произвольно принимают разрядный градиент по дереву для пропитанной опоры 225 кВ/м и для непропитанной 150 кВ/м.

Для наибольшего значения разрядного напряжения, совершенно очевидно, нужно брать наибольший градиент по дереву, ими же взят наименьший. Затем, вычисленное значение разрядного напряжения по наименьшему градиенту для 4—5 м ими вычитается из наибольшего значения разрядного напряжения. Таким образом, тт. Иерусалимову и Федченко не удалось опровергнуть данных, приведенных в моей статье.

Инж. М. М. Некрасов



ХРОНИКА

В Техническом управлении Министерства

О сушке генераторов после по- падания воды на обмотки

В ряде случаев при проведении сушки генераторов после попадания воды на обмотки (затопление машин, сильная течь встроенных газоохладителей, тушение пожара генератора водой и т. д.) измерения мегомметром сопротивления изоляции обмоток для определения состояния ее увлажнения являются недостаточными. По характеру изменения сопротивления изоляции мегомметром и по отношению R_{60}/R_{15} нельзя правильно определить конец сушки. Отдельные участки изоляции лобовых частей (некомпандинированная изоляция головок, детали из электрокартона),

оставаясь еще увлажненными, но будучи разделенными между собой неувлажненной компаундированной изоляцией и воздушными промежутками, не выявляются измерениями помощью мегомметра.

Как показали испытания, местное увлажнение изоляции может быть выявлено при приложении к ней повышенного выпрямленного напряжения порядка $1,5 \div 2 U_n$ генератора. Так, например, на одной гидростанции крупный генератор подвергался сушке после затопления водой, в которую попала серная кислота из аккумуляторной батареи. Сушка была окончена, когда величина R_{60}/R_{15} достигла значения 3,6 (для трех фаз, соединенных вместе), и генератор был возбужден без проведения каких-либо испытаний изоляции. При подъеме напряжения до 13,8 кВ произошел пробой изоляции, сопровождавшийся пожаром. Последующим осмотром пробой изоляции был обнаружен между двумя соседними головками стержней разноименных фаз.

На другой гидростанции в крупном генераторе возник пожар при разрушении некачественной пайки обмотки; пожар был потушен водой. Через 8 дней величина R_{60}/R_{15} для части обмотки, не поврежденной при пожаре, была в пределах 1,82—2,0 (для разных фаз), а сопротивление изоляции — в пределах 100—110 мгом при 36°С. При испытании этой части обмотки напряжением промышленной частоты произошли пробой изоляции во всех фазах; пробита была изоляция головок соседних стержней, принадлежащих разным фазам.

Через 16 дней на этой же машине было повторено измерение сопротивления изоляции и кроме того были измерены токи утечки на выпрямленном напряжении. Величина R_{60}/R_{15} лежала в пределах 1,9—2,0 (при 44°С), а токи утечки при напряжении 15—25 кВ начинали быстро возрастать, доходя до нескольких ма.

Генератор был подвергнут сушке, после чего токи утечки при напряжении 30 кВ и температуре обмотки 60°С значительно уменьшились и стали равными 330—340 мка. Изоляция обмотки была испытана напряжением промышленной частоты 1,5 U_n и испытание выдержала.

Во избежание аварий генераторов после попадания в них воды Техническое управление предлагает (противоаварийный циркуляр № Э-2 от февраля 1955 г.):

В случае явного попадания воды на обмотку (при тушении пожара водой, при затоплении генератора или при течи воздухоохладителя) оценку влажности изоляции производить не только по величинам сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции (R_{60}/R_{15}), но и по результатам пофазных измерений токов утечки. Токи утечки измерять на повышенном напряжении при нескольких значениях выпрямленного напряжения (0,5; 1,0; 1,5; 2,0 U_n), при этом измеряется одноминутное значение тока утечки.

В процессе испытания следует строить график зависимости сопротивления изоляции (определяемого как отношение величины испытательного напряжения к величине соответствующего установившегося тока утечки на данной ступени) от испытательного напряжения. В случае, если на какой-либо ступени сопротивление изоляции снизится по сравнению с сопротивлением изоляции, соответствующим предыдущей ступени, более чем на 30%, дальнейшее повышение напряжения следует производить ступенями по 0,2 U_n .

Если при этом сопротивление изоляции снизится по сравнению с сопротивлением, соответствующим испытательному напряжению 0,5 U_n в 3—4 раза и более, испытание во избежание пробоя изоляции прекратить, а обмотку подвергнуть сушке, после которой повторить измерение токов утечки. Испытание следует прекратить также, когда во время выдержки под напряжением ток утечки увеличивается.

До подъема напряжения на генераторе после измерения токов утечки (независимо от того, проводилась ли сушка или нет) испытывать изоляцию каждой фазы приложенным напряжением промышленной частоты согласно действующим нормам.

О внесении изменений в «Руководящие указания по выбору и применению кабелей и изолированных проводов с алюминиевыми и медными жилами»

Техническое управление МЭС, Главкабель МЭП и Государственная инспекция по промэнергетике и энергонадзору во исполнение своего решения № 22/Э от 15 декабря 1954 г. («Электрические станции», 1955, № 1) постановили внести следующие изменения в «Руководящие указания по выбору и применению кабелей и изолированных проводов с алюминиевыми и медными жилами» (решение № 12/Э от 4 апреля 1955 г.):

1. Исключить из второго абзаца п. 25 слова: — «в котельных и машинных залах электростанций».

2. Дополнить приложение 2 «Руководящих указаний» примечанием в следующей редакции:

«В силовых и осветительных сетях, за исключением сырых и особо сырых помещений и наружных установок, при отсутствии провода ПРТО допускается для прокладки в стальных трубах и металлических рукавах провод марки ПР-500, а в случаях, когда настоящими «Руководящими

указаниями» разрешается применение проводов с алюминиевыми жилами, — также провод марки АПР-500».

С изданием настоящего решения указанное выше решение № 22/Э от 15 декабря 1954 г. аннулируется.

Об изменении в противоаварийном циркуляре № Э-11/54

Предусмотренное противоаварийным циркуляром № Э-11/54 изменение схемы узла защиты устройств телеуправления — телесигнализации приводит к появлению обходной цепи и ненужному срабатыванию реле У при опробовании устройств кнопкой КПУ.

С целью исключения этого недостатка Техническое управление предлагает в указанном циркуляре первый абзац п. 3 заменить следующим:

«3. Выполнить самоблокировку реле 2КУ, включив блокировочный контакт 2КУ между обмоткой реле 1КУ и одной из обмоток реле 2КУ, заменив замедленное реле 2КУ двухобмоточным незамедленным».

Соответственно в схеме 3 цепи самоблокировки и рабочую показать включенными раздельно на разные обмотки реле 2КУ, а контакты этого реле во всех схемах (1, 2 и 3) показать в виде незамедленных (без хвостовых стрелок).

Об изменении правил Котлонадзора о проверке предохранительных клапанов

В апреле 1955 г. Комитет Госгортехнадзора СССР, рассмотрев ходатайство Министерства электростанций СССР об увеличении периода между продувками предохранительных клапанов непосредственного действия котлов высокого давления и об изменении ст. 224 «Правил устройства, установки, содержания и освидетельствования паровых котлов, пароперегревателей и водяных экономайзеров», решил внести изменения в указанную статью «Правил», изложив ее в следующей редакции:

«Конструкция предохранительных клапанов должна позволять производить продувку клапанов для проверки исправного их действия. Продувка предохранительных клапанов должна производиться в следующие сроки:

у котлов с давлением до 22 ати включительно — не реже одного раза в смену каждого клапана;

у котлов с давлением от 22 до 60 ати включительно — поочередно по одному клапану в сутки у каждого котла;

у котлов с давлением свыше 60 ати — не реже чем через 1 000 час. работы котла и, кроме того, при остановке котла на плановый ремонт и при включении котла в работу, если производился ремонт предохранительных клапанов или если они вновь установлены.

Проверка исправного действия предохранительных клапанов котлов с давлением свыше 22 ати должна производиться в присутствии ответственного по смене лица с записью результатов проверки в вахтенный журнал.

Работа котлов с неисправными или неотрегулированными предохранительными клапанами запрещается.

С изданием настоящего решения отменяется решение Междуведомственного экспертно-технического совета № 24 от 25 августа 1952 г.

О нагреве изоляции трансформаторов током при оценке ее влажности

В дополнение к «Инструкции по оценке влажности изоляции трансформаторов» (Госэнергоиздат, 1955) Техническое управление МЭП (по согласованию с Техническим управлением МЭС) считает возможным при необходимости производить прогрев трансформаторов током короткого замыкания, постоянным током и комбинированным методом внешнего и внутреннего нагрева.

Об изменении в постановке работы с персоналом электро- станций и сетей

Изданный в 1952 г. эксплуатационный циркуляр «О постановке работы с дежурным персоналом» пересмотрен Главной инспекцией по эксплуатации и в январе с. г. утвержден Министерством.

К наиболее существенным изменениям, внесенным в новый циркуляр (№ 0-1/55), относится следующее.

Частично изменены сроки периодической проверки знаний персоналом «Правил технической эксплуатации», «Правил безопасности» и инструкций. Для дежурного персонала периодичность такой проверки сохранена прежняя — один раз в год.

Рабочий ремонтный персонал должен проходить периодическую проверку знаний «Правил технической эксплуатации» и инструкций один раз в 2 года, а «Правил техники безопасности» — ежегодно.

Инженерно-технические работники электростанций, сетей, районных управлений и энергокомбинатов (из числа недежурного персонала), а также наладочных, проектных, строительно-монтажных организаций и организаций, ведущих централизованный ремонт, проходят периодическую проверку знаний один раз в 2 года. При этом новым циркуляром в отличие от прежнего требуется, чтобы при проверке знаний инженерно-технического персонала также производилась проверка знания им директивных материалов Министерства по повышению надежности и экономичности работы оборудования и по борьбе с несчастными случаями.

Циркуляром № 0-1/55 установлена новая упрощенная форма записей в журнале результатов проверки знаний персонала взамен ранее принятого протокола проверки с записью всех задаваемых вопросов проверяемому. Также упрощена форма учета противоаварийных тренировок. Сокращено количество тренировок (с двух до одной в квартале), в которых должен участвовать каждый работник смены, т. е. он должен участвовать в квартале в одной цеховой или станционной тренировке. Проведение противоаварийных тренировок с персоналом после ночной смены циркуляром не рекомендуется.

Упразднены журналы учета инструктажа персонала и разделы прежнего циркуляра «Доски вопросов и ответов» и «Проведение контрольных обходов оборудования и рабочих мест», так как такие обходы являются прямой обязанностью руководителей цехов и подстанций.

В новом циркуляре имеется и ряд других изменений — в части периодичности и времени проведения оперативных совещаний с персоналом, а также технической его учебы по программам и графикам (с учетом местных условий), утвержденным главным инженером электростанций или сетей.

Резолюция сессии по дальнейшему теплоснабжению и параллель- ной работе тэц по теплу

В июне 1954 г. в г. Ленинграде состоялась Научно-техническая сессия по дальнейшему теплоснабжению и параллельной работе тэц по теплу, созванная секцией теплофикации ВНИТОЭ и комиссией пара высокого давления АН СССР.

В работе сессии приняли участие представители АН СССР и союзных республик, Госплана СССР, 18 министерств и ряд учебных и научно-исследовательских институтов.

Заслушав и обсудив доклады, сессия приняла следующую резолюцию:

1. Теплофикация в СССР является важным фактором повышения уровня культурно-бытового обслуживания насе-

ления городов, мощным средством экономии топлива и усиления электроэнергетической базы СССР.

За 30 лет развития советской теплофикации достигнуты значительные успехи. Теплофикация осуществлена более чем в 150 городах и поселках, ежегодный отпуск тепла составляет около 70 млн. *меккал.* Мощность теплоэлектростанций составляет свыше одной четверти общей мощности тепловых электростанций.

Однако наряду с большими успехами в деле теплофикации сессия отмечает недостаточное использование тепловой мощности ряда существующих тэц, в результате чего эти электростанции не дают ожидаемой от них экономии топлива.

2. Для быстрой реализации поставленной XIX съездом КПСС задачи широкой теплофикации городов и промышленности, а также учитывая рост тепловых нагрузок, требуется применение новых, прогрессивных технических решений по схемам теплоснабжения, а также более совершенного оборудования при ориентации на:

а) укрупнение мощности тэц и единичных мощностей турбин и котлов;

б) размещение новых тэц вне жилых массивов для обеспечения благоприятных санитарных условий и целесообразной планировки городов и жилых поселков, а также для уменьшения завоза топлива в города;

в) совместную работу источников тепла на общую тепловую сеть.

Сессия отмечает необходимость комплексной разработки схемы тепло-, электро- и газоснабжения городов и промышленных районов.

3. В целях дальнейшего повышения экономичности теплофикации необходимо ускорить:

а) разработку для крупных тэц новых типов мощных, более совершенных турбин и котлоагрегатов;

б) применение на тэц пара сверхвысоких параметров;

в) разработку конструкции упрощенных пиковых котлов и схем пиковых котельных;

г) разработку и технико-экономический анализ новых схем теплофикации с применением, в частности, однотрубной системы дальнего теплоснабжения;

д) разработку вопроса о параметрах и схемах отопительно-вентиляционных систем с целью снижения температуры обратной воды и улучшения теплового режима зданий.

4. Новые схемы теплоснабжения должны разрабатываться с учетом нужд теплоснабжения объектов сельского хозяйства.

5. Современный уровень развития теплофикации, а также задача дальнего теплоснабжения городов и предприятий настоятельно требует срочного освоения нашей промышленностью производства оборудования для транспорта мощных потоков тепла, в первую очередь:

а) труб большого диаметра (до 1200 мм) для транспорта воды и пара различных параметров;

б) компенсаторов различных типов, запорной и регулировочной арматуры с дистанционным приводом для указанных трубопроводов;

в) сетевых подогревателей большой производительности;

г) автоматики, телемеханики и контрольно-измерительных приборов, необходимых для надежной и экономичной эксплуатации мощных систем;

д) насосных агрегатов большой производительности с переменной скоростью вращения для перекачки горячей воды с температурой до 180°С;

е) водоподготовительной аппаратуры с большой единичной производительностью.

Одновременно необходимо продолжить работу по созданию новых, более совершенных и экономичных схем водоподготовительных установок для тепловых сетей с привлечением научно-исследовательских институтов, занимающихся разрешением вопросов подготовки воды.

6. Должно быть обращено серьезное внимание на освоение и широкое применение новых промышленных методов строительства тепловых сетей, для чего должны быть созданы специальные заводы по изготовлению строительно-изоляционных конструкций и внедрены необходимые механизмы, приспособленные для монтажа и строительства тепловых сетей.

7. В целях повышения надежности теплоснабжения от городских и загородных тэц сессия считает необходимым ускорить проработку и решение вопросов:

а) о рациональных способах прокладки тепловых сетей и защиты теплопроводов от наружной коррозии;

б) о способах и размерах резервирования в подаче тепла и горячей воды;

в) о рациональных схемах разводящих сетей.

Сессия считает необходимым на ближайший период развития теплофикации осуществление следующих мероприятий.

А. По системам теплоснабжения

1. Теплофикация городов и промышленных районов должна решаться на основе разработки в каждом отдельном случае схемы теплоснабжения данного района, ориентируя по возможности теплоснабжение предприятий, жилых массивов городов и поселков от мощных тэц.

Выбор площадки тэц и ее теплового района должен решаться на основе оптимального сочетания экономических факторов всех элементов, входящих в систему теплоснабжения данного района, с полным учетом задач оздоровления воздушного бассейна городов.

2. В ряде случаев новые тэц должны сооружаться за чертой города с возможностью работы их на местном низкосортном топливе в оптимальном сочетании с существующими городскими тэц. При этом следует стремиться к осуществлению совместной работы тэц на общую тепловую сеть.

3. Сооружение для крупных городов загородных тэц позволит решить задачи:

а) укрупнения теплоэлектроцентралей с применением на них новейшей энергетической техники;

б) существенного оздоровления воздушного бассейна городов за счет выноса за черту города сжигания топлива для получения тепла и электроэнергии;

в) улучшения условий планировки городов путем освоения городской территории от электростанций, топливных складов и подъездных путей;

г) резкого сокращения завоза топлива в города с соответствующей разгрузкой железнодорожного транспорта.

4. Совместная работа тэц на общие тепловые сети обеспечивает:

а) повышение надежности теплоснабжения;

б) улучшение экономичности работы системы за счет перераспределения тепловой нагрузки между тэц различной экономичности, повышения отдачи тепла от наиболее экономичных тэц, лучшего использования резервных котлов, а также облегчение проведения ремонтов оборудования тэц и тепловых сетей.

5. Сессия считает очередной задачей конкретное проектирование объектов дальнего теплоснабжения с привлечением ЭНИН АН СССР, МЭИ, ВЗЭИ, ВТИ, ЦКТИ, ЛИЭИ, ЛИСИ и других организаций, занимающихся разработкой этой проблемы.

Б. По источникам теплоснабжения

1. На тэц целесообразно устанавливать мощные теплофикационные турбоагрегаты, позволяющие осуществить многоступенчатый подогрев сетевой воды с применением в случае необходимости схемы инж. Зильбермана.

2. Для загородных тэц, учитывая применение высоких температур теплоносителя, наряду с применением уже существующих типов мощных теплофикационных турбоагрегатов необходимо проектировать новые, более совершенные типы турбоагрегатов с развитой системой многоступенчатого подогрева сетевой воды.

3. Сессия считает рациональным применение расчетной температуры воды, отпускаемой с загородных тэц, в пределах 150—180°С. Выбор этой температуры должен обосновываться технико-экономическим расчетом.

4. Для покрытия пиковых тепловых нагрузок считать назревшей задачей создания конструкции мощных специальных котлов с производительностью до 100—200 мкгкал/час.

5. При сооружении загородных электростанций, несмотря на удаление их от жилых массивов города, обязательным является применение установок по очистке дымовых газов в соответствии с действующими санитарными нормами.

6. Сессия считает ближайшей задачей разработку и изготовление оборудования для загородных тэц и практическое осуществление таких тэц уже в ближайшее время.

В. По дальним теплопроводам и городским сетям

1. Сессия отмечает, что увеличение единичных мощностей электростанций и размеров охватываемых тепловых районов, а также вынос в ряде случаев тэц за черту города, увеличивая радиус транспорта тепла при увеличении мощности теплового потока, приводит к необходимости разработки новых схем и систем для обеспечения экономичного, надежного и технически целесообразного транспорта тепла.

2. Сессия считает перспективным применение для дальнего теплоснабжения наряду с двухтрубными системами также однострунных теплопроводов, особенно в тех случаях, когда осуществляется непосредственный водоразбор для обеспечения горячей водой населения и промышленности.

Ввиду этого сессия рекомендует проектным организациям при разработке проектов теплоснабжения, когда практически возможно применение либо однострунной, либо двухтрубной системы транспорта тепла, сравнивать между собой эти варианты.

3. В связи с сооружением мощных тэц за пределами городов, а также для обеспечения большей маневренности теплоснабжающих систем сессия считает особо актуальной разработку вопросов параллельной работы и резервирования тэц по теплу.

4. Задача экономии труб и облегчения городской прокладки тепловых сетей создает предпосылки для распространения в некоторых случаях однострунных схем и на городские магистральные тепловые сети.

Сессия отмечает научные и экспериментальные работы, проводимые в этой области теплотесью Ленэнерго, ЛИЭИ, ЭНИН АН СССР и ЛИСИ и считает необходимым продолжить эти работы для выяснения целесообразности и условий применения этих схем.

5. Сессия отмечает работы ЛИСИ по определению расчетных норм и характера графиков расхода бытового горячего водоснабжения и считает целесообразным продолжить эти работы, дополнив их анализом соответствующих материалов по системам теплофикации ряда городов и поселков.

6. Сессия отмечает целесообразность продолжения работ ИЭЭ АН Латвийской ССР по вопросам изменения параметров теплоносителя в местных системах и широкой экспериментальной проверки этих работ при различных схемах местных систем.

7. Улучшение качества централизованного теплоснабжения требует обеспечения возможности жителям самим регулировать температуру воздуха в помещении в пределах установленных санитарных норм. Для этого следует дополнить центральное регулирование местной подрегулировкой на нагревательных приборах. В связи с этим сессия считает необходимым обеспечить выпуск в кратчайший срок заводами Министерства машиностроения и приборостроения регулировочных кранов и автоматов надежной конструкции для нагревательных приборов, чем одновременно могут быть улучшены условия параллельной работы тэц по теплу.

Г. По общим вопросам

1. Сессия отмечает успешное развертывание исследований в области дальнего теплоснабжения и параллельной работы тэц по теплу в ЭНИН АН СССР, ВТИ, ЦКТИ, МЭИ, ВЗЭИ, ЛИСИ, АКХ, ИЭЭ АН Латвийской ССР, ЛИЭИ, а также в теплосетях Мосэнерго и Ленэнерго.

2. Необходимо дальнейшее развитие научных исследований в ЭНИН АН СССР, ВТИ, ЦКТИ, МЭИ, ВЗЭИ, ЛИСИ, АКХ, ИЭЭ АН Латвийской ССР, ЛИЭИ, теплосетях Мосэнерго и Ленэнерго и в других организациях в области создания новых и совершенствования существующих схем и выбора параметров теплофикационных систем, их оборудования, автоматизации и дистанционного управления.

3. Просить Академию наук СССР и ВНИТОЭ довести до сведения Госплана СССР, что успешная реализация мероприятий, рекомендуемых настоящей Научно-технической сессией, требует специальных поручений министерствам тяжелого машиностроения, электростанций и ряду других по специально разработанной программе.

Просить Комиссию пара высокого давления ЭНИН АН СССР и Президиум ВНИТОЭ разработать эту программу.

4. Обратить внимание Госплана СССР:

а) на ненормальное положение, создавшееся в отдельных районах, где в прямой ущерб развитию теплофикации

городов сооружаются и намечаются к сооружению новые конденсационные электростанции и систематически задерживается ввод некоторых тэц промышленными министерствами;

б) на необходимость проведения ряда организационных мероприятий, обеспечивающих возможность сооружения в

нетеплофицируемых районах мощных районных котельных взамен большого количества мелких.

5. Просить Комиссию пара высоких параметров ЭНИН АН СССР продолжить систематическую координацию всех работ, проводимых в области дальнего теплоснабжения и параллельной работы тэц по теплу.



ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Развитие газовых турбин в зарубежных странах

Исследовательская и инженерная работа по созданию промышленных газовых турбин получила свое развитие с конца прошлого столетия, но практическое применение эти турбины получили только во время второй мировой войны в авиации. В настоящее время они занимают в ней доминирующее место и в сочетании с реактивной тягой существенно изменили летные качества самолетов. Однако срок службы авиационных газовых турбин продолжает оставаться небольшим — около 600 час.

За послевоенный период в ряде стран стали выпускать газовые турбины с длительным сроком службы, применяемые на электростанциях, промышленных предприятиях, локомотивах, морских судах и автомобилях.

Газовые турбины с длительным сроком службы для различного назначения изготавливают в Швейцарии, Англии, США, Франции, Швеции, Италии, Дании, Голландии, Японии и Испании. Наибольшее распространение они получили в первых трех странах.

Помимо небольших и экспериментальных газовых турбин к началу 1955 г. находилось в работе и в процессе изготовления около 200 газотурбинных установок общей установленной мощностью порядка 800 тыс. кВт. Из этого количества европейскими странами изготовлено около 80 установок общей мощностью свыше 350 тыс. кВт и США — 120 агрегатов мощностью около 450 тыс. кВт. Из указанных установок турбины общей мощностью 450 тыс. кВт работают или предназначаются для работы на жидком топливе, 350 тыс. кВт — на естественном горючем газе и лишь отдельные агрегаты запроектированы для работы на твердом топливе.

Все указанные газотурбинные установки работают по циклу $P = \text{const}$, причем большинство из них запроектировано для работы с регенерацией тепла отработавших газов.

Наибольшее применение получили установки, работающие по разомкнутой схеме в одновальном и двухвальном исполнении. Три установки изготовлены для работы по замкнутой схеме и две установки — по полузамкнутой схеме.

Рабочим телом в замкнутых установках является сжатый горячий воздух, а в разомкнутых — смесь, состоящая примерно из 10% газов — продуктов сгорания — и 90% воздуха.

В современных установках преимущественно применяют осевые компрессоры. Аэродинамика проточной части компрессоров и газовых турбин в настоящее время отработана настолько, что лучшие экземпляры компрессоров дают внутренние к. п. д. порядка 86—88%, а турбин — 88—90%.

Начальная температура рабочих газов большинства работающих газовых турбин находится в пределах 600—700°С. Однако имеется немало установок, работающих при температуре газов 815°С, и отдельные агрегаты — при 900°С.

Коэффициент полезного действия наиболее совершенных установок достигает 30—32,5%.

Пуск газотурбинных установок в работу — от холодного состояния до принятия полной нагрузки — для агрегатов мощностью до 13 тыс. кВт составляет 4—8 мин. Имеются небольшие установки, пуск в работу которых занимает 10—20 сек.

На электрических станциях находят применение газотурбинные установки единичной мощностью от 1 и до 27 тыс. кВт. Самая крупная газотурбинная электрическая

станция — Бецнау — мощностью 40 тыс. кВт находится в Швейцарии. Она оборудована двумя газотурбинными установками, одна из которых имеет мощность 27 тыс. кВт, другая — 13 тыс. кВт.

Станция работает параллельно с гидроэлектрическими установками и предназначена покрывать недостачу электроэнергии в зимний период, когда наряду с сезонным ростом электропотребления ощущается недостаток энергии от гидроэлектростанций.

Ряд установок работает или предназначается для базовой нагрузки. Однако благодаря быстрому запуску в работу и простоте обслуживания значительная часть их используется в качестве пиковых агрегатов.

В настоящее время в работе и в изготовлении находится 15 установок для электростанций единичной мощностью от 10 тыс. кВт и выше — общей установленной мощностью 234,5 тыс. кВт. Краткая техническая характеристика указанных установок дается в таблице на стр. 60.

Следует отметить, что находящиеся в эксплуатации установки работают с начальной температурой рабочих газов в пределах 600—675°С, тогда как в установках более позднего периода, находящихся в процессе изготовления, температура газов повышается до 750—780°С.

Наиболее мощные установки с регенеративным подогревом воздуха имеют к. п. д. в пределах 30—32,5%, а без регенерации — 21—26%.

Обращает на себя внимание то обстоятельство, что из 15 установок мощностью 10 тыс. кВт и выше только одна из них фирмы Вестингауз; остальные же изготовлены в европейских странах. В Америке выпускаются установки преимущественно мощностью до 5 тыс. кВт.

Одной из важных задач в газотурбинной технике является выбор тепловой схемы установок. Вследствие новизны вопроса, а также по патентным соображениям нашли применение принципиально различные схемы — разомкнутая, замкнутая и полузамкнутая. Наибольшее распространение получили разомкнутые схемы, но и они существенно отличаются друг от друга. Ниже приводятся самые характерные схемы более мощных установок.

На рис. 1 представлена разомкнутая схема газотурбинной установки фирмы ВВС мощностью 27 тыс. кВт. Уста-

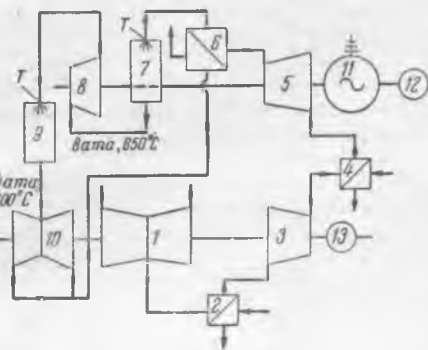


Рис. 1. Схема разомкнутой газотурбинной установки 27 тыс. кВт электростанции Бецнау, Швейцария.

1 — двухпоточный компрессор низкого давления; 2 — промежуточный воздухоохладитель; 3 — компрессор среднего давления; 4 — промежуточный воздухоохладитель; 5 — компрессор высокого давления; 6 — регенеративный воздухоподогреватель; 7 — камера сгорания промежуточного подогрева газов; 8 — турбина высокого давления; 9 — камера сгорания промежуточного подогрева газов; 10 — двухпоточная турбина низкого давления; 11 — электрический генератор; 12 — пусковой двигатель вала высокого давления; 13 — пусковой двигатель вала низкого давления; Т — подвод топлива.

Местонахождение электростанции	Фирма-изготовитель	Год пуска в эксплуатацию	Мощность, тыс. кВт	Начальная температура, °С	Степень сжатия	Регенерация, %	Промежуточное охлаждение	Промежуточный подогрев	К. п. д., %	Вид топлива	Схема	Число валов
Бецнау Швейцария	ВВС, Швейцария	1949	27	650	8	Имеется	Имеется	Имеется	32,4	Жидкое	Разомкнутая	2
Италия	ВВС, Швейцария	Изготавливается	22	650	8	Нет	.	.	.	Естественный газ	.	2
Вейнфельден, Швейцария	Зульцер, Швейцария	1950	20	675	20	Имеется	.	.	30,1	Жидкое	Полузакрытая	3
Бедфорд, Англия	Инглиш-Электрик, Англия	Изготавливается	20	780	16	Нет	.	Нет	26,0	.	Разомкнутая	2
Бедфорд, Англия	Инглиш-Электрик, Англия	.	20	780	16	.	.	.	26,0	.	.	2
Траффорд-Парк, Англия	Метрополитен-Виккерс, Англия	1952	15	650	10	73,5	.	Имеется	26,3	.	.	2
Данстон, Англия	Парсонс, Англия	Монтируется	15	650	8	Имеется	.	.	26,3	.	.	2
Оклахома, США	Вестингауз, США	Изготавливается	15	732	—	75	.	Нет	25,7	Естественный газ	.	2
Бецнау, Швейцария	ВВС, Швейцария	1948	13	650	8	Имеется	.	Имеется	28,7	Жидкое	.	2
Сент-Дени, Франция	Эшер-Висс, Швейцария	1954	12,5	675	11,6	.	.	.	32,0	.	Замкнутая	2
Данди, Шотландия	Джон-Браун, Англия	Изготавливается	12,5	675	10	.	.	.	30,9	.	.	2
Швеция	СТАЛ, Швеция	.	12	750	10	Нет	Нет	Нет	24,5	.	Разомкнутая	2
Санта-Роза, Перу	ВВС, Швейцария	1949	10	600	8	Имеется	Имеется	Имеется	28,2	.	.	2
Филарет, Румыния	ВВС, Швейцария	1951	10	600	12	Нет	.	.	21,4	Естественный газ	.	2
Райсток, Англия	Парсонс, Англия	Изготавливается	10	650	10	Имеется	.	.	26,4	Жидкое	.	2

новка двухвальная, с регенерацией тепла, имеет двойное промежуточное охлаждение воздуха и вторичный подогрев рабочих газов. В отношении низкого давления в ней осуществлен раздвижной поток воздуха в компрессоре и рабочих газов — в турбине.

Турбина высокого давления приводит во вращение компрессор высокого давления и электрический генератор, а турбина низкого давления вращает компрессоры низкого и среднего давления. К. п. д. установки составляет 32,4%.

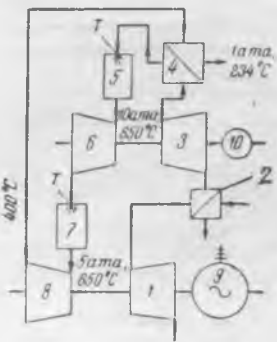


Рис. 2. Схема разомкнутой газотурбинной установки 15 тыс. кВт электростанции Траффорд, Англия.

- 1 — компрессор низкого давления;
- 2 — промежуточный воздухоохладитель;
- 3 — компрессор высокого давления;
- 4 — регенеративный воздухоподогреватель;
- 5 — камера сгорания;
- 6 — турбина высокого давления;
- 7 — камера сгорания вторичного подогрева газов;
- 8 — турбина низкого давления;
- 9 — электрический генератор;
- 10 — пусковой двигатель;
- Т — подвод топлива.

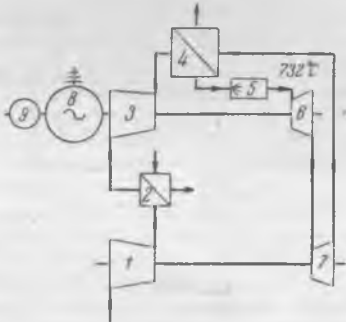


Рис. 3. Схема газотурбинной установки мощностью 15 тыс. кВт фирмы Вестингауз, США.

- 1 — компрессор низкого давления;
- 2 — промежуточный воздухоохладитель;
- 3 — компрессор высокого давления;
- 4 — регенеративный воздухоподогреватель;
- 5 — камера сгорания;
- 6 — турбина высокого давления;
- 7 — турбина низкого давления;
- 8 — электрический генератор;
- 9 — пусковой двигатель.

Схема установки Метрополитен-Виккерс мощностью 15 тыс. кВт (рис. 2) отличается от установки ВВС тем, что в ней турбина высокого давления вращает только компрессор высокого давления, а турбина низкого давления вращает компрессор низкого давления и электрический генератор. Часть низкого давления здесь осуществлена однопоточной. К. п. д. установки равен 26,3%.

В схеме установки мощностью 15 тыс. кВт фирмы Вестингауз (рис. 3) отсутствует вторичный подогрев рабочих газов. Турбина высокого давления приводит во вращение компрессор высокого давления и электрический генератор, а турбина низкого давления — компрессор низкого давления. Расчетный к. п. д. установки равен 25,7%.

На рис. 4 представлена схема установки мощностью 20 тыс. кВт фирмы Инглиш-Электрик. Поток воздуха после компрессора низкого давления за воздухоохладителем разделяется на два равных потока, которые затем проходят через одинаковые, но сидящие на разных валах компрессоры высокого давления, камеры сгорания и газовые турбины. Турбина одного вала вращает компрессор низкого давления, а турбина другого — электрический генератор. В схеме нет регенерации отработанного тепла и вторичного подогрева рабочих газов. Однако благодаря принятой вы-

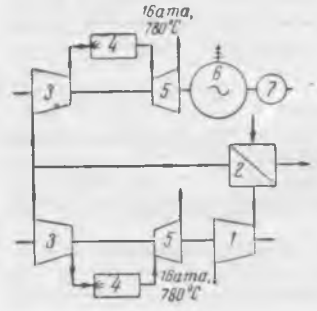


Рис. 4. Схема газотурбинной установки мощностью 20 тыс. кВт фирмы Инглиш-Электрик.

- 1 — компрессор низкого давления;
- 2 — промежуточный воздухоохладитель;
- 3 — компрессор высокого давления;
- 4 — камера сгорания;
- 5 — газовая турбина;
- 6 — электрический генератор;
- 7 — пусковой двигатель.

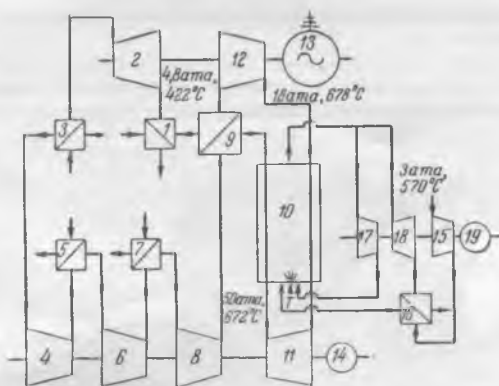


Рис. 5. Схема замкнутой газотурбинной установки 12,5 тыс. кВт фирмы Джон-Браун для станции Данди, Шотландия.

1 — предварительный охладитель воздуха; 2 — компрессор низкого давления; 3 — промежуточный охладитель воздуха; 4 — первый компрессор среднего давления; 5 — промежуточный охладитель воздуха; 6 — второй компрессор среднего давления; 7 — промежуточный охладитель воздуха; 8 — компрессор высокого давления; 9 — регенеративный воздухоподогреватель; 10 — основной (огневой) воздухоподогреватель; 11 — турбина высокого давления; 12 — турбина низкого давления; 13 — электрический генератор; 14 — пусковой двигатель; 15 — компрессор воздуха для горения; 16 — регенеративный воздухоподогреватель для горения; 17 — рециркуляционный вентилятор; 18 — турбина вспомогательного агрегата; 19 — мотор-генератор; Т — подвод топлива.

сокой начальной температуре рабочих газов 780°C расчетный к. п. д. установки получен сравнительно высоким — 26%. Установка предназначена для работы в течение кратковременных пиковых нагрузок.

Схема замкнутой установки мощностью 12,5 тыс. кВт фирмы Эшер-Висс — Джон-Браун, где рабочим телом является сжатый горячий воздух, приведена на рис. 5. Эта установка более сложна: в ней, включая вспомогательный агрегат, имеются три вала. Схема предусматривает промежуточное охлаждение воздуха, регенерацию отработавшего тепла и вторичный подогрев рабочего воздуха. Начальное давление рабочего воздуха здесь составляет 50 ата, а конечное — 4,8 ата. Начальная температура рабочего воздуха — 675°C . К. п. д. установки Джон-Браун получается довольно высоким, около 32%.

Швейцарская фирма Зульцер изготовила трехвальную установку мощностью 20 тыс. кВт, работающую по полу-

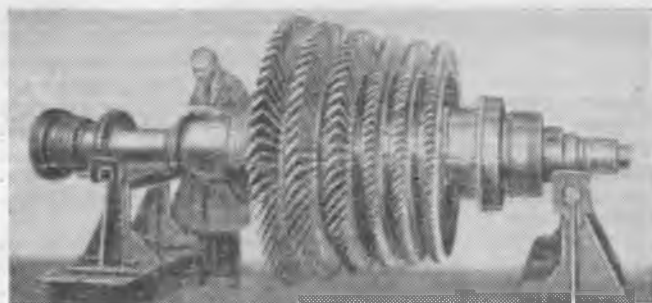


Рис. 7. Ротор турбины низкого давления газотурбинной установки 15 тыс. кВт фирмы Метрополитен-Виккерс.

замкнутой схеме, показанной на рис. 6. Как можно проследить по схеме, турбина 8 работает сжатым воздухом, а турбины 10 и 12 имеют в качестве рабочего тела смесь воздуха с продуктами сгорания. В установке использованы промежуточное охлаждение воздуха, регенерация тепла и вторичный подогрев рабочего тела; к. п. д. установки — 30%.

Некоторое представление о конструкции современных крупных газовых турбин можно получить из рис. 7, где показан ротор турбины низкого давления, и рис. 8, где показан ротор компрессора высокого давления установки 15 тыс. кВт фирмы Метрополитен-Виккерс.

В стационарной энергетике нашли также применение газовые турбины небольшой мощности. Так, на электростанции Артур Хай (США), начиная с 1949 г., газовая турбина мощностью 3,5 тыс. кВт проработала уже свыше 30 тыс. час. Турбина работает надежно с начальной температурой рабочих газов 760°C .

Газовые турбины применяют также для непосредственного привода компрессоров, воздухоуловков, насосов и других машин в нефтепереработной, металлургической и других отраслях промышленности. Следует отметить два случая применения стационарных газовых турбин. На лондонской водоснабжающей станции установлены три мощных резервных насоса с газотурбинными приводами мощностью по 2,5 тыс. кВт, изготовленными фирмами Браш, Инглиш Электрик и Метрополитен-Виккерс. В США газовые турбины применяются для работы на перекачивающих станциях дальнего газоснабжения. На каждой станции устанавливается по две газовых турбины мощностью по 5 тыс. кВт. В качестве топлива используется перекачиваемый горючий газ. К началу 1955 г. в изготовлении находилось газотурбинное оборудование более чем для 25 таких газоперекачивающих станций.

В начальной стадии эксплуатации газовых турбин имели место аварии рабочих и направляющих лопаток турбин и компрессоров, образования твердых отложений на турбинных и компрессорных лопатках, загрязнения и пожары в регенеративных воздухоподогревателях, прогары в камерах сгорания и другие неполадки. В процессе эксплуатации были выявлены причины, их вызвавшие, которые были устранены. В настоящее время газовые турбины, как правило, работают надежно.

Газовые турбины применяются также на водном, железнодорожном, автомобильном транспорте и особенно в авиации. В судовых силовых установках газовые турбины

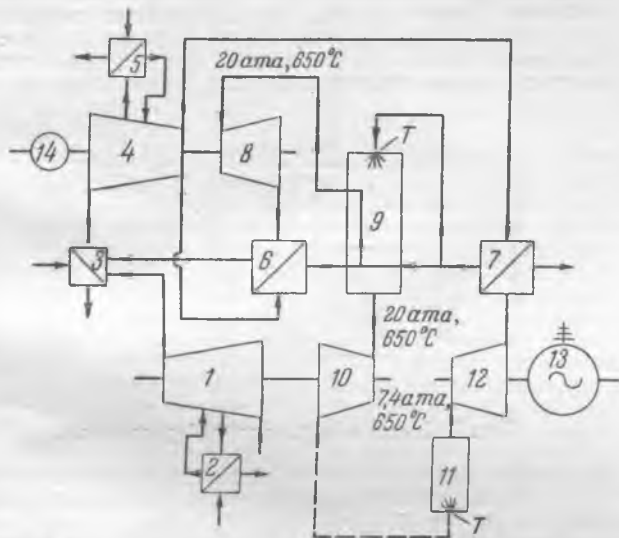


Рис. 6. Схема полузамкнутой газотурбинной установки 20 тыс. кВт фирмы Зульцер, Швейцария.

1 — компрессор низкого давления; 2 — промежуточный воздухоохладитель; 3 — промежуточный воздухоохладитель; 4 — компрессор высокого давления; 5 — промежуточный воздухоохладитель; 6 и 7 — регенеративные воздухоподогреватели; 8 — воздушная турбина высокого давления; 9 — основной (огневой) воздухоподогреватель; 10 — газовая турбина высокого давления; 11 — камера вторичного подогрева газов; 12 — газовая турбина низкого давления; 13 — электрический генератор; 14 — пусковой двигатель; Т — подвод топлива.

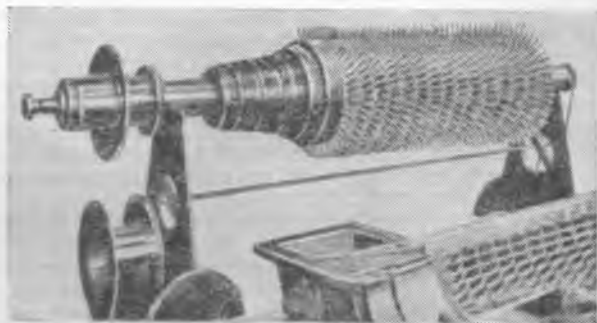


Рис. 8. Ротор компрессора высокого давления газотурбинной установки 15 тыс. кВт фирмы Метрополитен-Виккерс.

нашли применение как в гражданском, так и в военноморском флоте.

Значительная экономия топлива получается от применения газовых турбин для локомотивов. Коэффициент полезного действия последних получается равным 18—20% вместо 8—10% для паровозов. К началу 1955 г. в различных странах находилось в эксплуатации и в изготовлении свыше 30 локомотивов, оборудованных газовыми турбинами. Значительно продвинута работа по применению твердого топлива на газотурбинных локомотивах.

Несмотря на трудности получения высокой экономичности в газовых турбинах небольшой мощности, последние начинают находить применение в автомобильном транспорте. Уже имеются грузовые автомашины, автобусы и легковые автомобили, оборудованные газовыми турбинами. В Англии они нашли применение для приводов танков.

Выводы

Газовые турбины вышли уже из стадии экспериментальных и лабораторных разработок и вступили в стадию промышленного внедрения. Благоприятно сочетающиеся их особенности, как то: малые вес и габариты, быстрый запуск в работу, простота обслуживания, возможность использования широкого диапазона различных видов топлива, высокая экономичность, малая потребность воды, отсутствие эверсионных усилий, присущих поршневым двигателям, и др. открывают широкие перспективы применения в различных отраслях техники.

Литература

1. Harold Coxbee Cox a. oth., Bretish Developm. in Gas Turb (доклад на 5-й мировой энергетической конференции в Рио-де-Жанейро, 1954).
2. Trans. ASME, II, 1953.
3. Oil Eng. a. Gas Turb., XI, 1951; I, 1952, II и IV, 1953; X и XII, 1954.

Канд. техн. наук А. П. Саликов

Применение селеновых выпрямителей в схемах возбуждения крупных синхронных машин

Применяющаяся в настоящее время система возбуждения синхронных генераторов при помощи генераторов постоянного тока по необходимости связана с наличием коммутационных устройств, как, например, коллектор, главные кольца и щеточные аппараты на них. Это значительно снижает надежность работы генератора и усложняет его эксплуатацию.

Появившиеся новые идеи возбуждения синхронных генераторов связаны с частичным или полным устранением указанных элементов системы возбуждения при помощи использования селеновых выпрямителей.

Система, предложенная фирмой Аллис-Чалмерс, основана на применении в качестве возбудителя высокочастотного индукционного генератора переменного тока 360 гц, энергия которого преобразуется селеновым выпрямителем и подводится к обмотке возбуждения генератора через кольца.

Отсутствие каких-либо обмоток на роторе этого возбудителя и ненужность в коллекторе значительно упрощает эксплуатацию генератора.

Индукционный генератор регулируется по току магнитным усилителем, реагирующим на напряжение генератора.

Так как возбудитель не обладает собственной постоянной времени, то скорость изменения тока возбуждения и, следовательно, напряжения генератора определяется только весьма незначительной постоянной времени магнитного усилителя. Вращающаяся часть возбудителя может быть приспособлена к консольному монтажу для большинства генераторов, имеющих 3 600 об/мин.

Первый такой возбудитель устанавливается на генераторе 43,75 тыс. квт, 3 600 об/мин, на станции Йова.

Индукционный генератор, центробежный вентилятор, кольца главного генератора и селеновый выпрямитель закрываются специальной камерой. Генератор от селенового выпрямителя отделяется перегородкой. Селеновый выпрямитель при необходимости может монтироваться и на неко-

тором расстоянии от генератора. Якорь турбовозбудителя показан на рис. 1.

Фирмой Интернэйшенл Ректифайр Корпорейшн предложено использовать в качестве возбудителя трехфазный синхронный генератор, насаженный на одном валу с глав-

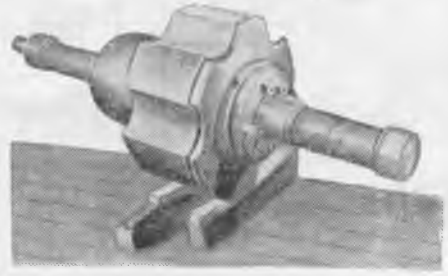


Рис. 1. Якорь турбовозбудителя 125 квт, 200 в, 3 600 об/мин.

ным генератором. Напряжение возбудителя подается на зажимы вращающегося на этом же валу селенового выпрямителя, а выходные зажимы выпрямителя постоянного тока подсоединены непосредственно к обмотке возбуждения главного генератора. Таким образом устраняется надобность в коллекторе, кольцах и их щеточных устройствах.

Обмотка возбуждения возбудителя питается от главного генератора через регулировочный автотрансформатор и свой комплект селеновых выпрямителей.

Выпрямители в цепи возбуждения генератора соединяются по трех- или шестифазной мостиковой схеме, причем шестифазная схема, не удорожая стоимости всей системы возбуждения, значительно снижает пульсацию тока возбуждения (с 5 до 1%).

Для генератора мощностью 100 тыс. квт с током возбуждения 1 600 а при напряжении 370 в потребуются 3 600 пластин, максимальных по размерам из производимых в настоящее время (160 × 185 мм), причем каждый элемент выпрямительного моста состоит из 40 параллельных цепей, по 15 пластин в каждом.

Выпрямитель помещается в кожухе генератора по пути холодного потока охлаждающего водорода с температурой 40° С.

Для увеличения срока службы выпрямителя температура пластин не должна превышать 55—60° С. Струя водорода направлена в пространство между дисками и эффективно охлаждает селеновые пластины.

Отдельные пластины выпрямителя крепятся на вращающихся металлических дисках диаметром около 915—1 220 мм. Таким образом, для возбуждения генератора мощностью 100 тыс. квт потребуются 90 таких дисков с 40 селеновыми пластинами на каждом. Для этой конструкции размеры и форма пластин выбраны с таким расчетом, что-

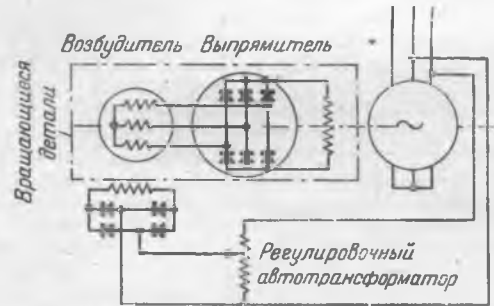


Рис. 2. Схема возбудительной установки.

бы максимально использовать поверхность вращающихся дисков. Схема возбудительной установки этой конструкции приведена на рис. 2.

Разрабатывается также схема с питанием выпрямителя от трансформатора с вращающейся вторичной обмоткой и неподвижной первичной. При соответствующей конструкции можно добиться работы трансформатора, не зависящей от скорости вращения генератора (El. World, 14/VI 1954, стр. 126. Power Eng., VI, 1954, стр. 67).

Обраб. инж. А. М. Берновский

КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

Об ошибках в рецензии Г. И. Фукса на книгу М. П. Вукаловича и И. И. Новикова „Техническая термодинамика“

В № 2 журнала „Электрические станции“ за 1954 г. помещена рецензия Г. И. Фукса на книгу „Техническая термодинамика“ М. П. Вукаловича и И. И. Новикова. Рецензия эта содержит ряд правильных замечаний, но наряду с этим в ней допущены и ошибки, которые могут дать читателю неправильные представления.

Автор рецензии, критикуя точку зрения М. П. Вукаловича и И. И. Новикова, пишет:

«Нельзя согласиться с правильностью уравнения на стр. 82

$$\frac{w_2^2}{2g} - \frac{w_1^2}{2g} = -l' - \int_1^2 v dp, \quad (2-69)$$

оно получено сопоставлением уравнений

$$i_1 + \frac{w_1^2}{2g} = i_2 + \frac{w_2^2}{2g} + l' - q \quad (2-68)$$

$$dQ = dI - V(p_1 T) dp, \quad (2-19)$$

которые выражают первое начало термодинамики. Но уравнение (2-19) выражает первый закон при отсутствии технической работы. Уравнение (2-68) следовало бы сопоставить с соответствующим уравнением

$$dQ = dI - V dp - dL', \quad (2-20)$$

что дает вместо (2-69)

$$\frac{w_2^2}{2g} - \frac{w_1^2}{2g} = - \int_1^2 v dp.$$

Уравнение (2-69), приведенное в рецензируемой книге, написано авторами для случая, когда поток на своем пути совершает техническую работу. Оно является правильным, а предлагаемое Г. И. Фуксом уравнение для указанного случая неверно, как и те рассуждения, которые привели его к этому уравнению. В самом деле, Г. И. Фукс предлагает сочетать уравнение (2-68) авторов не с уравнением (2-19), а с уравнением (2-20). Но в последнем уравнении dL' не есть элементарная техническая работа (последняя дается выражением $v dp$), а работа, «не связанная с изменением объема». Г. И. Фукс, повидимому, стал жертвой не вполне четкого обозначения авторов, которые в одном случае через L' обозначают техническую работу, а в другом случае — «работу, не связанную с изменением объема». Попутно следует обратить внимание на заявление Г. И. Фукса о том, что уравнение (2-19) выражает первый закон при отсутствии технической работы. Между тем, это уравнение выражает первый закон для системы, центр инерции которой находится в покое, в форме, где фигурирует элементарная техническая работа $v dp$.

Если первая ошибка Г. И. Фукса может быть объяснена нечеткими обозначениями, допущенными в книге, то последующие его заблуждения не могут быть оправданы, так как вопросы исключают двойное толкование.

Неправильным является следующее заявление автора рецензии: «Далее следует остановиться на гл. 3-3, в кото-

рой дается представление о термодинамической шкале температуры. Все изложение этой главы можно дать проще и нагляднее, пользуясь представлением о Ts -диаграмме, которая принципиально легко может быть привлечена после вывода основного соотношения $dQ = T ds$. Нет особого смысла в изложении вопроса о возможности получения абсолютной шкалы с произвольным нулевым отсчетом, так как такие шкалы не применяются».

Но каким же образом можно получить представление об абсолютной температуре, «пользуясь представлением о Ts -диаграмме», если последняя может быть построена только лишь после того, как обосновано понятие об абсолютной температуре, которое позволяет затем доказать существование функции состояния — энтропии и вывести основное соотношение 2-го начала в виде $dQ = T ds$.

Далее автор рецензии пишет: «На стр. 27 и 28 и далее на стр. 243—245, наряду с утверждением, что величина $\mu R = 848$ является универсальной газовой постоянной, указывается, что это же значение μR следует принимать для уравнения Ван-дер-Ваальса. Между тем, как известно, постоянные уравнения Ван-дер-Ваальса и газовая постоянная могут быть вычислены из критических параметров, причем, конечно, окажется $\mu R = 848$ ».

Итак, по мнению Г. И. Фукса, если использовать критические условия для определения постоянных уравнений Ван-дер-Ваальса через критические параметры, то «конечно, окажется $\mu R = 848$ ».

Возникает естественный вопрос: известно ли рецензенту, что по уравнению Ван-дер-Ваальса при использовании критических условий так называемое критическое

число $s = \frac{\mu RT}{p_c v_c}$ равно $\frac{8}{3}$ и резко отличается от действительных значений критических чисел для различных реальных газов? Поэтому, если пользоваться методом, рекомендуемым Г. И. Фуксом для определения универсальной постоянной μR из уравнения Ван-дер-Ваальса, то для каждого газа будет получаться свое значение μR , резко отличное от значения 848.

В такой же мере ошибочным является и следующее заявление автора рецензии: «Принципиально также неправильно положение, высказанное на стр. 260, что для подсчета тепловых параметров реального газа необходимо иметь столь высокую точность в определении $p-v-T$, чтобы можно было гарантировать достаточную точность вторых производных от объема и давления по температуре. Известно, что, пользуясь термодинамическим потенциалом, можно подсчитать энтропию и энтальпию, не вычисляя вторых производных (подчеркнуто нами — Я. К. и В. М.), если идти по пути

1. $\left(\frac{\partial \Phi}{\partial p}\right)_T = v$; 2. $\Phi = \int v dp + f(T)$;
3. $\left(\frac{\partial \Phi}{\partial T}\right)_p = -s$; 4. $i = \Phi + Ts$.

Рецензенту должно быть известно, что: «энтальпию и энтропию можно подсчитать, не вычисляя вторых производных», идя по обычному пути, а не только через термодинамический потенциал. Авторы же на стр. 260 своей книги говорят не о вычислении вообще «тепловых параметров», а о вычислении зависимости C_p и C_v от объема и давления, а здесь, конечно, не обойтись без вторых производных, если даже идти по пути, указанному Г. И. Фуксом.

Обращает на себя внимание небрежность, допускаемая Г. И. Фуксом при цитировании книги. Так, например, говоря об энтальпии, Г. И. Фукс пишет: «Понятие энтальпии вводится на стр. 54 таким образом, что приобретает реальный смысл лишь для изобарического процесса. Во всяком случае сопоставление читателем уравнений

$$dQ = d(U + pV) = dI \quad (2-15)$$

и
$$dQ = dI - V(p, T) dp \quad (2-16)$$

может вызвать недоумение».

Странным является то обстоятельство, что в книге под номером (2-16) фигурирует другое уравнение: $I = u + \int Arv$ и это действительно вызывает недоумение у читателей рецензии.

Доц. Я. З. Казавчинский
и проф. В. С. Мартыновский

Кроме опубликованного выше, редакцией получено письмо канд. техн. наук К. А. Ракова, в котором он обращает внимание на ошибочность следующего утверждения проф. Г. И. Фука: «Надо было из методических соображений отметить, что повышение к. п. д. установки может иметь место лишь при газовом, а не при паровом перегреве».

В такой категорической форме с утверждением проф. Г. И. Фука, действительно, нельзя согласиться: при сверхкритическом давлении можно выполнить противоточный паровой перегреватель и притом так, чтобы к. п. д. цикла Ренкина увеличился. Предложения К. А. Ракова и относятся к циклам с сверхкритическими начальными давлениями.

Вместе с тем, вопрос о технико-экономической целесообразности парового промежуточного перегрева в условиях реальной электрической станции даже при сверхкритическом начальном давлении представляется пока неясным и требует специальной расчетно-теоретической проработки.



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

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

Главный редактор А. М. Некрасов

Сдано в набор 29/III 1955 г.

T-03354

Объем 8 п. л.

Уч.-изд. 10,8 л.

Тираж 12 935

Подписано к печати 29/IV 1955 г.

Бумага 60×92¹/₈

Зак. 135

Типография Госэнергоиздата. Москва, Шлюзовая наб., д. 10.

МАСЛОФИЛЬТРЫ „СТРИМ-ЛАЙН“

применяются по всему свету для обеспечения чистоты смазочного масла судовых и стационарных дизельных установок. Ими пользуются также для обеспечения чистоты и сухости изоляционного масла, тем самым обеспечивая безопасность электрических установок. К числу причин их популярности относятся также:—

Высокая эффективность — Простота —
Низкие эксплуатационные расходы
Эти маслофильтры имеют широкое применение во всех областях индустрии, везде, где требуется чистое масло.



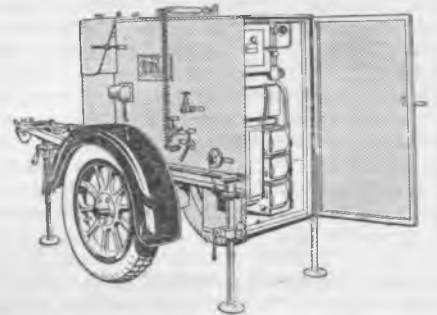
Для машинного масла

Мы приветствуем Ваши запросы.

STREAM-LINE FILTERS LIMITED

Ingate Place,

LONDON, S.W.8 • АНГЛИЯ



Для изоляционного масла

ВОЛОГОДСКАЯ
ОБЛАСТНАЯ
БИБЛИОТЕКА

**НАБЛЮДЕНИЕ
ЗА
ФОРМОЙ
ВОЛН**



Оборудование завода КРОМПТОН ПАРКИНСОН, изготовляющего трансформаторы, включает новейшую аппаратуру для импульсных испытаний. Установка эта генерирует 2 100 000 вольт с предусмотренной возможностью увеличения напряжения до 3 200 000 вольт.

Проектанты К. П. симулируют наиболее тяжелые рабочие условия напряжения, вызываемые волнами перенапряжений во всех частях обмотки и в приспособлениях для переключения ответвлений, и, принимая в расчет щедрые допуски запаса, вырабатывают соответствующую конструкцию.

Осциллографы высокой скорости регистрируют амплитуду и форму волны перенапряжений, а также и сложную волновую кривую пульсации тока обмотки, и только результаты чрезвычайно тщательного сравнения последней до и после испытания могут убедить инженеров К. П., что трансформатор выдержал испытание удовлетворительно.

Это одна из причин, почему трансформаторы К. П. завоевали мировую репутацию своей эффективностью и надёжностью.

Когда Вам потребуется ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ . . .

самое лучшее обратитесь к фирме

Crompton Parkinson
LIMITED



ELECTRICAL EQUIPMENT

КОТОРАЯ ИЗГОТОВЛЯЕТ — ЭЛЕКТРО-МОТОРЫ ВСЕХ ТИПОВ. АЛЬТЕРНАТОРЫ. ГЕНЕРАТОРЫ. АППАРАТУРУ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА. ТРАНСФОРМАТОРЫ. КАБЕЛИ. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ. ЛАМПЫ. ОСВЕТИТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ. АККУМУЛЯТОРЫ. ТЯГОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ.

CROMPTON PARKINSON LTD. · CROMPTON HOUSE · ALDWYCH · LONDON, W.C.2 · АНГЛИЯ
ТЕЛЕГРАФНЫЙ АДРЕС: CROMPARK LONDON

ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

ОТКРЫТА ПОДПИСКА на второе полугодие 1955 г. НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ЖУРНАЛЫ:

„ЭЛЕКТРИЧЕСТВО“

Орган Академии наук СССР и Министерств электростанций и электротехнической промышленности СССР
Основан в 1880 г. 12 номеров в год
Подписная цена на 6 мес. 48 руб.

Журнал рассчитан на широкие круги инженеров и научных работников и направлен на оказание им помощи в разработке и решении важнейших практических и теоретических задач, возникающих в работе по электрификации народного хозяйства Советского Союза.

„ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ“

Орган Министерства электростанций СССР
Год изданий 26-й 12 номеров в год
Подписная цена на 6 мес. 48 руб.

Журнал рассчитан на инженерно-технических работников электростанций и сетей, проектных и строительных организаций Министерства электростанций и Министерства строительства электростанций, а также на энергетиков предприятий других министерств и ведомств.

„ГИДРОТЕХНИЧЕСКОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО“

Орган Министерств электростанций и строительства электростанций СССР
Год издания 24-й 8 номеров в год
Подписная цена на 6 мес. 16 руб.

Журнал рассчитан на инженерно-технический персонал, работающий на строительстве и эксплуатации гидроэлектростанций и гидротехнических сооружений, в проектно-исследовательских организациях, научно-исследовательских институтах, и на студентов вузов.

„ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА“

Орган Министерства электростанций и тяжелого машиностроения СССР и Академии наук СССР
Год издания 2-й 12 номеров в год
Подписная цена на 6 мес. 48 руб.

Журнал рассчитан на широкие круги инженерно-технических и научных работников теплоэнергетиков, а также на студентов старших курсов теплоэнергетических специальностей высших учебных заведений.

„СВЕТОТЕХНИКА“

Орган Министерства электротехнической и радиотехнической промышленности СССР
Год издания 1-й 6 номеров в год
Подписная цена на 6 мес. 9 руб.

Журнал рассчитан на работников научно-исследовательских институтов, инженерно-технических работников светотехнической промышленности и проектно-монтажных организаций, архитекторов, врачей-гигиенистов, студентов энергетических вузов.

„ТОРФЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ“

Орган Министерства электростанций СССР
Год издания 32-й 8 номеров в год
Подписная цена на 6 мес. 16 руб.

Журнал рассчитан на руководящих работников, инженеров, техников, мастеров и бригадиров торфопредприятий, строительство торфопредприятий, заводов торфяного машиностроения, преподавателей, научных сотрудников, студентов торфяных институтов и техникумов.

ПОДПИСКА ПРИНИМАЕТСЯ: ГОРОДСКИМИ И РАЙОННЫМИ ОТДЕЛАМИ СОЮЗПЕЧАТИ, ВО ВСЕХ КОНТОРАХ, ОТДЕЛЕНИЯХ И АГЕНТСТВАХ СВЯЗИ И ОБЩЕСТВЕННЫМИ УПОЛНОМОЧЕННЫМИ ПО ПОДПИСКЕ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ, В ОРГАНИЗАЦИЯХ, УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЯХ И УЧРЕЖДЕНИЯХ

В связи с исполняющимся 1 июля 1955 г. 75-летием издания журнала „Электричество“ юбилейный июльский № 7 журнала „Электричество“ выпускается в увеличенном против обычного объеме.

В № 7 будут напечатаны крупные обзорные и оригинальные статьи по основным проблемам электрификации. В номере будут даны художественные вклейки.

Юбилейный № 7 журнала „Электричество“

можно выписать наложенным платежом по адресу: Москва, Шлюзовая набережная, 10, Госэнергоиздат. За границей заявки на № 7 оформляют агентства В/О „Международная книга“.
Цена № 7—8 руб.