

ЭЭ ЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

9



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1955

СОДЕРЖАНИЕ

<p>О. Н. Добрынин и М. Н. Шашин — Котельный агрегат ПК-14</p> <p>С. Я. Берсон, И. П. Иванов, С. П. Корсак, И. М. Махновецкий и М. Д. Михельман — Двухступенчатое сжигание при транспорте пыли горячим воздухом</p> <p>Ш. Л. Лейзерович — Об удлинении междуремонтного периода работы паровых турбин</p> <p>Б. Н. Муравкин — Поведение пыли АШ в бункере и работа пылепитателей</p> <p>М. И. Имбрицкий — О проекте центральных ремонтных мастерских электростанций</p> <p>Ф. Ф. Довгер — Комплексная механизация работ по возведению железобетонного каркаса главного корпуса тэц</p> <p>А. С. Галактионов — Определение экономического распределения реактивных нагрузок методом эквивалентной электростанции</p> <p>А. М. Маринов — Возгорание изоляции обмотки турбогенератора от действия емкостных токов</p> <p>Г. Г. Костянян — О возможности расширения области применения несинхронного АПВ</p> <p>И. Н. Коринфская и П. В. Терников — Телемеханизация городской сети по каналам связи АТС</p> <p>А. М. Ракович — Поведение дифференциальной защиты с быстроснабжающимися трансформаторами тока при сквозных коротких замыканиях</p> <p>Б. Н. Еганов — О газовой защите силовых трансформаторов</p> <p>М. С. Агафонов, Ф. Т. Макеев и М. С. Филиппов — 25 лет Челябинской ордена Ленина государственной районной электростанции</p>	<p>1</p> <p>5</p> <p>8</p> <p>11</p> <p>17</p> <p>20</p> <p>24</p> <p>31</p> <p>34</p> <p>35</p> <p>38</p> <p>40</p> <p>42</p>	<p style="text-align: center;">ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ</p> <p>Ф. М. Лебедев, Л. В. Лещинский и Е. П. Штундер — Предупреждение шлакования пароперегревателей котлов высокого давления</p> <p>П. П. Голованов — Оросительный конденсатор выпара деаэраторов</p> <p>В. И. Чернышев — Повреждение переключателя ответвлений мощного трансформатора под нагрузкой</p> <p>Н. Х. Канаян и Ю. Е. Ходжамирян — Опыт эксплуатации автоматического синхронизатора типа АСУ-11</p> <p>Н. Л. Гельман — Опыт понижения tg δ масла без его смены</p> <p>Б. А. Ростенко — Выносной отметчик времени к осциллографам</p> <p>К. Н. Осколков — Усовершенствование схемы лентопротяжного механизма трехшлейфного осциллографа</p> <p style="text-align: center;">ОТКЛИКИ И ПИСЬМА</p> <p>Ю. Н. Варфоломеев — На статью В. И. Евсеева „Об операциях разъединителями“</p> <p>А. Д. Дроздов — О дифференциальной защите генераторов и трансформаторов</p> <p>Ш. А. Бунин — Необходимы поправки в „Правила техники безопасности“</p> <p>О постоянных знаках на опорах линий электропередачи</p> <p style="text-align: center;">ХРОНИКА</p> <p>В Техническом управлении Министерства</p> <p>О расширении области применения автоматического повторного включения без проверки синхронизма для линий электропередачи</p> <p>О внесении изменений в «Руководящие указания по выбору и применению кабелей и изолированных проводов с алюминиевыми и медными жилами»</p> <p>Г. С. Плис — О стандартизации электрооборудования, применяемого для улучшения коэффициента мощности</p> <p style="text-align: center;">БИБЛИОГРАФИЯ</p> <p>Новые книги по энергетике</p>	<p>49</p> <p>51</p> <p>52</p> <p>53</p> <p>55</p> <p>56</p> <p>56</p> <p>57</p> <p>57</p> <p>58</p> <p>59</p> <p>60</p> <p>60</p> <p>61</p> <p>63</p>
<p>□ □ □</p>			

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

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

Прием в редакции: от 12 до 16 час.

по понедельникам и пятницам от 14 до 18 час.

членами редколлегии: по пятницам от 18 до 20 час.

Вологодская областная универсальная научная библиотека

www.booksite.ru

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

9

СЕНТЯБРЬ
1955

Орган Министерства электростанций СССР

26-й ГОД ИЗДАНИЯ

Котельный агрегат ПК-14

Инж. О. Н. Добрынин и инж. М. Н. Шашин

Потребление тепловыми электростанциями высокозольных топлив потребовало от завода-изготовителя котлоагрегатов внесения в их конструкцию изменений, обеспечивающих длительный срок службы поверхностей нагрева, вынужденных работать в потоке газов, загрязненных летучей золой.

Для уменьшения истирания металла золой предлагалось установить перед конвективными поверхностями золоуловители или уменьшить скорости движения газов, омывающих поверхности. В связи с отсутствием удовлетворительного решения по применению встроенного золоуловителя, работающего при температуре газа 700°С, завод принял решение уменьшить эксплуатационные скорости газов.

Расчетные данные по износу золой поверхности водяного экономайзера (при номинальной нагрузке) существующих котлов типа ПК-10 паропроизводительностью 230 т/час, так же как примерно и котлов ТП-230, приведены в табл. 1.

Таблица 1

Топливо	Q_p^p , ккал/кг	A^p , %	Водяной экономайзер (верхний)	
			Скорость газов, м/сек	Срок службы по истиранию на 2,5 мм, тыс. час.
Уголь типа подмосковного	2 530	26	13,85	13,5
Челябинский уголь	3 420	30	12,6	48,75
Канский уголь	3 200	17,3	13,1	85,0
Шушталупский (тощий) уголь	6 530	14,2	11,45	148,2

Кроме того, при работе на топливе типа подмосковного угля ($Q_p^p = 2300$ ккал/кг; $A^p = 27,2\%$ и $W^p = 33,2\%$) котел ПК-10 имел высокую расчетную температуру уходящих газов (при рециркуляции воздуха 188°С).

Для уменьшения интенсивности истирания золой поверхностей и повышения экономичности путем уменьшения потерь с уходящими газами

при сжигании бурых углей завод запроектировал котлоагрегат типа ПК-14.

Для проектирования в качестве исходного топлива был взят богословский уголь ($A^p = 30\%$, $W^p = 30\%$ и $Q_p^p = 2420$ ккал/кг).

Описание котлоагрегата ПК-14

Котлоагрегат типа ПК-14 паропроизводительностью 230 т/час с давлением 100 ат и температурой перегрева 510°С запроектирован с установкой индивидуальной системы пылеприготовления с шахтными мельницами (рис. 1).

При обычной П-образной компоновке в подъемной шахте располагается топка, в верхнем соединительном газоходе — пароперегреватель и в опускной шахте — водяной экономайзер и воздухоподогреватель, выполненные в расщелку (ступенчатые).

Топка с системой экранов, водоподводящих труб и расположением барабанов принята аналогичной котлу ПК-10*, отличаясь лишь несколько иным размещением обдувочных лючков и гляделок. Углы наклона экранных водоподводящих труб увеличены с целью повышения надежности работы во время снижения давления, а ряд пружинных опор этих труб заменен подвесками.

Паросепарирующие устройства системы ЦКТИ, запроектированные для котла ПК-10 и предусматривающие схему двухступенчатого испарения, приняты и для котла типа ПК-14. Во вторую ступень испарения включены задние боковые экраны производительностью 13—15% от общей производительности экранов.

Число самостоятельных контуров циркуляции экрана увеличено и насчитывает восемь контуров по чистому отсеку и четыре — по соленому. Угловые трубы боковых экранов выделены в самостоятельные контуры циркуляции (рис. 2).

Фронтальной и задней экраны разделены каждый на два контура, что повышает надежность циркуляции при работе двух правых или только двух левых шахтных мельниц.

* Описание котла ПК-10 см. в статье И. Е. Брауде в сборнике „Производство и эксплуатация котельных агрегатов высокого давления“, Госэнергоиздат, 1952.

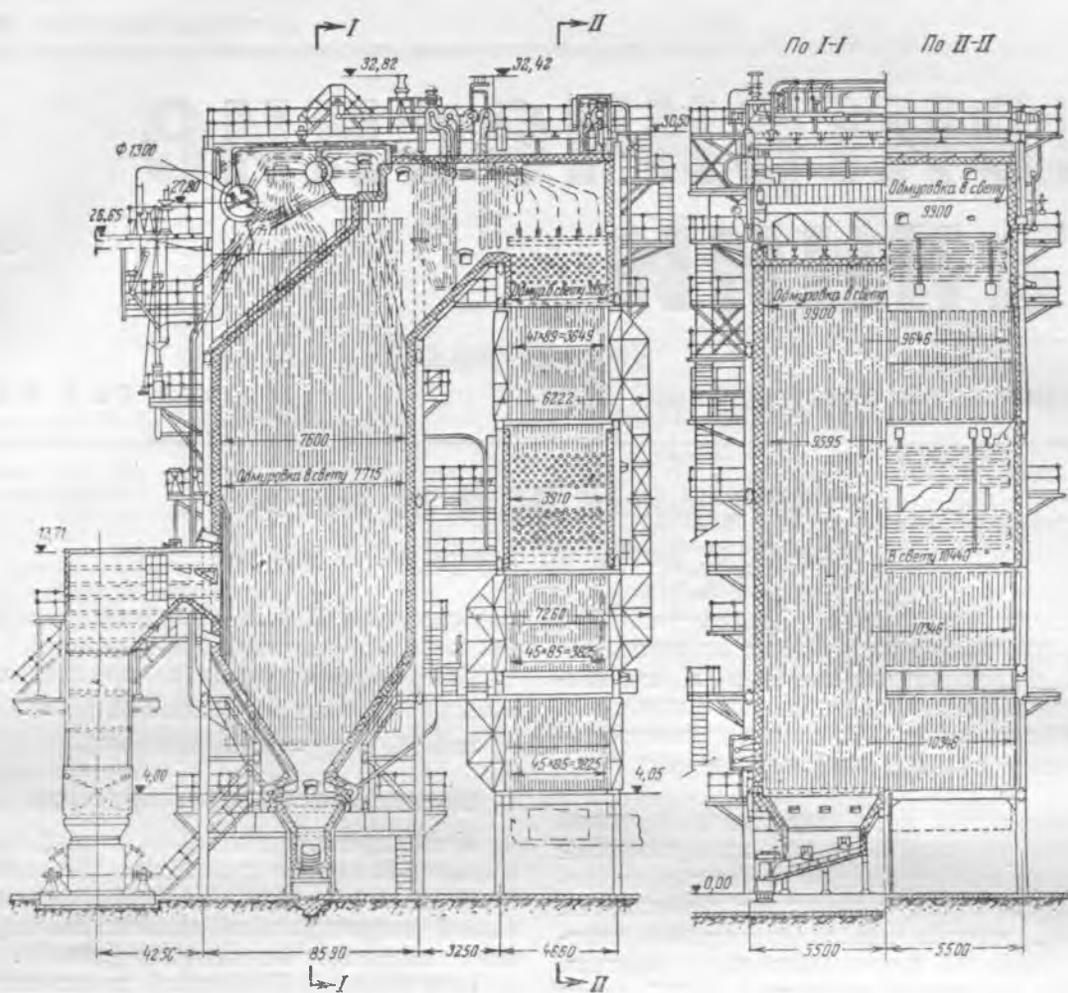


Рис. 1. Общий вид котла ПК-14.

Схема пароперегревателя аналогична схеме котла ПК-10, т. е. змеевики первой по ходу газов части разделены по ширине на три пакета; пар проходит параллельно через два крайних пакета со стороны боковых стен, а затем — через средний пакет.

Вся первая по ходу газов часть перегревателя, выполненная из труб из легированной стали, сделана по принципу последовательно-смешанного тока. Вторая же по ходу газов часть перегревателя, выполненная трубами из углеродистой стали, строится по принципу противотока и по паре представляет собой пакет начального перегрева пара.

Пароохладитель поверхностного типа расположен на стороне насыщенного пара, подвод которого осуществлен потолочными трубами внутри газохода.

Такая схема перегревателя проверена в эксплуатации; она дает минимальную разверку по температуре окончательного перегрева, даже при наличии газовых перекосов¹.

По сравнению с котлами ПК-10Ш изменено соотношение между частями перегревателя, выполненными из труб из углеродистой и легированной стали, с целью повышения использования

зоны применения углеродистого металла, для чего температура перегрева пара, выдаваемого из этой зоны перегревателя, повышена.

В котлах ПК-10Ш соотношение между поверхностями, выполненными из углеродистой и легированной стали, находилось в пределах



Рис. 2. Схема циркуляционных контуров котла типа ПК-14.

1—фронтные экраны; 2—задние экраны; 3—боковые малые фронтные экраны; 4—боковые большие средние экраны; 5—боковые малые средние экраны; 6—боковые малые задние экраны (12-я подъемная труба, считая от задней стенки, введена непосредственно в малый барабан).

¹ А. Л. Бычковский и М. Н. Шашин, Устранение разверки температур в перегревателях котельных агрегатов высокого давления, „Электрические станции“, 1950, № 11.

0,43—0,6; в котле же ПК-14 оно принято около 0,8.

Уменьшена общая поверхность перегревателя за счет повышения расчетного коэффициента использования, целесообразность чего доказана опытами эксплуатации котлов ПК-10Ш. В настоящее время завод принимает коэффициент использования перегревателей в таких котлах равным 0,95 против рекомендуемых нормами расчета ЦКТИ 0,8—0,85.

В опусной шахте котла последовательно по ходу газов расположены: верхний водяной экономайзер (вторая ступень), верхний воздухоподогреватель (вторая ступень), нижний водяной экономайзер (первая ступень) и нижний воздухоподогреватель (первая ступень).

Верхний водяной экономайзер по конструкции не отличается от примененного в котле ПК-10Ш, но он не имеет части змеевиков, выступающих в поворотную камеру. Применены трубы из углеродистой стали диаметром $38 \times 4,5$, с шагами $S_1 = 96$ мм и $S_2 = 75$ мм, с обычным креплением змеевиков (на стойках).

Верхний экономайзер по ширине агрегата выполнен в две группы, а по высоте он имеет один пакет.

Нижний водяной экономайзер (рис. 1) выполнен в одну группу по ширине и в два пакета по высоте с односторонним входом воды.

Крепление змеевиков предусмотрено на подвесках, что позволило значительно снизить высоту экономайзера и осуществить шаг $S_1 = 81$ мм при $S_2 = 75$ мм и том же размере труб. Поверхность нагрева экономайзера II ступени — $1\,028$ м², I — $2\,456$ м².

Обе ступени воздухоподогревателя выполнены из электросварных труб $40 \times 1,5$ мм. Активная

длина труб второй ступени $4\,246$ мм, труб первой ступени — две секции высотой по $3\,708$ мм; нижний воздухоподогреватель выполнен по высоте из двух самостоятельных кубов с промежутком для обслуживания (производства очистки), что позволяет производить смену труб в нижнем кубе или смену всего куба, наиболее склонного к коррозии.

Поверхность нагрева второй ступени воздухоподогревателя $7\,400$ м² и первой ступени — $11\,060$ м².

Ниже указаны особенности конструкции конвективной части котла типа ПК-14 по сравнению с ранее выпускавшимися:

1. Выполнение змеевиков экономайзера в первой ступени во всю ширину котла с односторонним входом воды и переход на крепление подвесками змеевиков в первой ступени.

2. Применение в воздухоподогревателе труб уменьшенного диаметра ($40 \times 1,5$ вместо $51 \times 1,5$); отказ от специальных опорных рам под воздухоподогревателем и использование для этой цели конструкций каркаса.

3. Увеличение жесткости трубных досок воздухоподогревателя путем приварки ребер в воздушной среде взамен ранее применявшихся заводом опорных балок в газовой среде.

Топочное устройство

Шахтные мельницы, как и у котла ПК-10Ш, устанавливаются с фронта при веерном расположении (рис. 3). Амбразура снабжается горизонтальным рассекателем, впереди которого устанавливается поворотный шибер, позволяющий менять соотношение количества первичной смеси, проходящей по верхнему и нижнему каналам амбразуры, чем создается некоторая возможность регулирования перегрева путем изменения температуры газов на входе в конвективные поверхности.

Ввод вторичного воздуха через шлицы, расположенные над и под амбразурой, осуществлен под углом встречи с потоком первичной смеси в $10-15^\circ$ и $15-18^\circ$, что должно создать условия

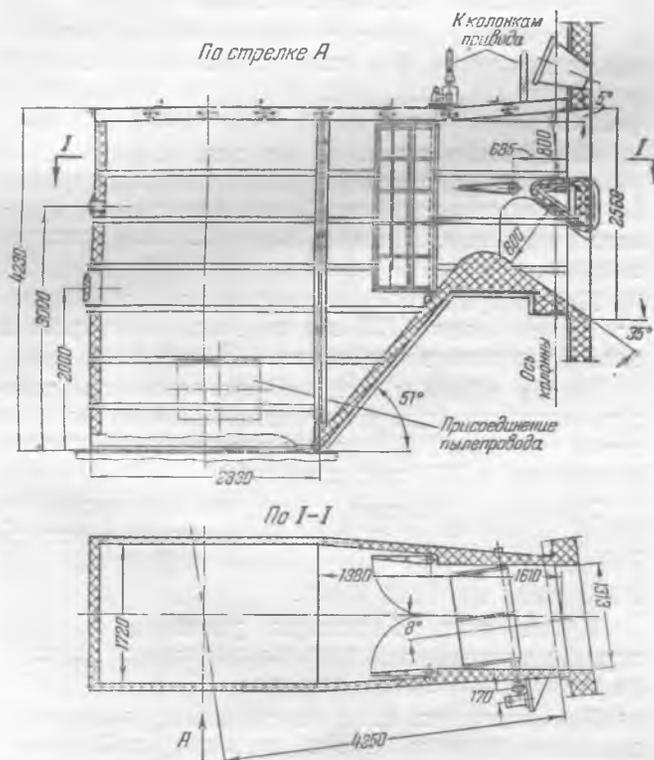


Рис. 3. Головка шахты мельницы с амбразурой и шлицами.

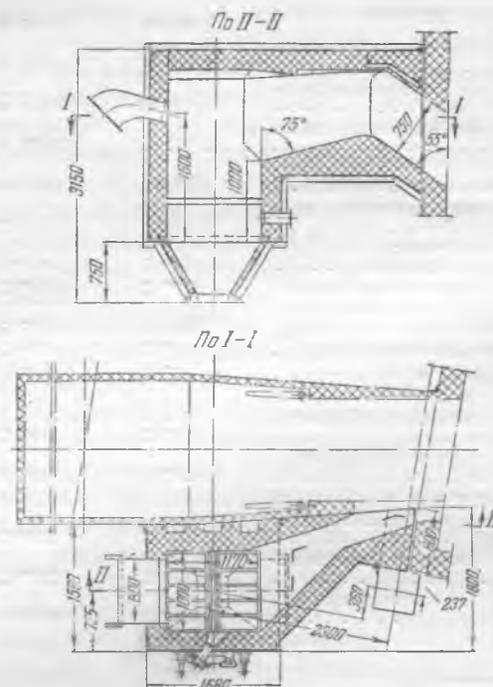


Рис. 4. Муфель новой конструкции.

устойчивого процесса горения. При этом вторичный воздух смешивается с первичной смесью уже после воспламенения последней, т. е. с устойчиво горящим факелом.

Воспламенение обеспечивается разделением первичной смеси на два потока, эжектирующее действие которых создает подсос горячих газов внутрь факела и приближает начальный момент воспламенения к амбразуре.

Котел имеет две муфельные горелки, расположенные у крайних шахт мельниц. Вывод газов от муфеля происходит сбоку в амбразуру той же мельницы, в ее нижний канал.

Применение муфеля новой конструкции (рис. 4), работающего на пыли шахтных мельниц, потребовало внесения некоторых изменений и в конструкцию шахты. Первый от топки отключающий шибер перенесен непосредственно к устью амбразуры.

Путем некоторого сужения амбразуры достигнуто уменьшение размеров шибера, расположенного непосредственно у топки.

Конструктивные данные и показатели теплового и аэродинамического расчетов по котлам ПК-14 и ПК-10Ш

Конструктивные и расчетные данные на богословском угле по котлам ПК-14 и ПК-10Ш с реконструированным верхним воздухоподогревателем, а также ряд дополнительных данных приведены ниже:

	ПК-14	ПК-10Ш
Габариты котла:		
ширина в осях колонн . . .	11,0 м	11,0 м
высота потолка	30,5 м	30,5 м
глубина (в осях колонн каркаса)	16,5 м	15,65 м
Поверхности нагрева:		
верхнего водяного экономайзера	1 028 м ²	951 м ²
нижнего водяного экономайзера	2 456 м ²	1 711 м ²
верхнего воздухоподогревателя	7 400 м ²	5 992 м ²
нижнего воздухоподогревателя	11 060 м ²	5 415 м ²
Расход топлива при номинальной нагрузке (230 т/час) . .	64,1 т	65,0 т
Коэффициент полезного действия брутто	87,86%	86,55%
Температура газов:		
за перегревателем	683° С	687° С
за верхним экономайзером .	510° С	498° С
за верхним воздухоподогревателем	398° С	362° С
за нижним экономайзером .	285° С	182° С
уходящих газов	156° С	176° С
Температура горячего воздуха:		
за нижним воздухоподогревателем	234° С	193° С
за верхним воздухоподогревателем	424° С	404° С
Температура воды:		
на входе в нижний экономайзер ¹	224° С	224° С
после нижнего экономайзера	265° С	253° С
после верхнего экономайзера	316° С	316° С
	(парообразования нет)	

¹ С учетом работы регулятора перегрева.

Средние скорости газов:		
в перегревателе, первая часть	8,4 м/сек	8,2 м/сек
в перегревателе, вторая часть	10,8 м/сек	12,5 м/сек
в верхнем экономайзере . .	9,13 м/сек	12,44 м/сек
в верхнем воздухоподогревателе	13,3 м/сек	15,85 м/сек
в нижнем экономайзере . . .	8,16 м/сек	10,1 м/сек
в нижнем воздухоподогревателе	11,21 м/сек	13,4 м/сек
Средняя скорость воздуха:		
в верхнем воздухоподогревателе	7,0 м/сек	13,2 м/сек
в нижнем воздухоподогревателе	5,56 м/сек	8,25 м/сек
Скорость входа воды в экономайзер	1,4 м/сек	0,97 м/сек
Скорость воды в экономайзерах на выходе:		
из нижней ступени	1,52 м/сек	1,035 м/сек
из верхней ступени	0,87 м/сек	1,21 м/сек
Газовые сопротивления:		
фестона	3,2 мм вод. ст.	3,2 мм вод. ст.
перегревателя	21,9 мм вод. ст.	14,9 мм вод. ст.
верхнего экономайзера . . .	14,6 мм вод. ст.	33,4 мм вод. ст.
верхнего воздухоподогревателя	24,7 мм вод. ст.	33,8 мм вод. ст.
нижнего экономайзера . . .	37,6 мм вод. ст.	65,1 мм вод. ст.
нижнего воздухоподогревателя	44,3 мм вод. ст.	32,4 мм вод. ст.
Суммарное газовое сопротивление	146,3 мм вод. ст.	182,8 мм вод. ст.
Воздушные сопротивления:		
всасывающей трубы	40,7 мм вод. ст.	41,6 мм вод. ст.
нагнетания до воздухоподогревателя	31,1 мм вод. ст.	39,1 мм вод. ст.
воздухоподогреватель (обе ступени и перепускные колпаки)	111,9 мм вод. ст.	260,0 мм вод. ст.
воздуховод — воздухоподогреватель — выход в толку (включая потерю на выходе)	52,5 мм вод. ст.	48,9 мм вод. ст.
Суммарное сопротивление	236,2 мм вод. ст.	389,6 мм вод. ст.

Как видно из приведенных выше величин скоростей газов, долговечность поверхностей нагрева по условиям истирания значительно возрастает по сравнению с котлом ПК-10Ш.

Величины газового и воздушного сопротивлений показывают, что котел ПК-14 по сравнению с котлом ПК-10Ш дает реальную экономию в расходе электроэнергии на собственные нужды.

Абсолютная экономия по тяге выражается в уменьшении расчетного сопротивления тракта (с учетом самотяги) на 41 мм вод. ст., что соответствует расходу в час около 82 кВтч электроэнергии.

По воздушным сопротивлениям соответственно будет около 153 мм вод. ст., или расход электроэнергии в час около 153 кВтч.

Таким образом, общая экономия по тягодутьевым машинам дает около 232 кВтч на один котел, что при 7 000 час. годового использования составляет 1 645 тыс. кВтч/год.

Экономия топлива (богословского угля) от улучшения к. п. д. за счет снижения температуры уходящих газов составляет 0,9 т/час или 6 300 т/год на один котел.

Кроме того, благодаря увеличению срока службы поверхностей нагрева снижаются расходы на их амортизацию и ремонт.

Увеличение к. п. д. и снижение эксплуатационных скоростей газов вызвали добавочный расход металла. Сравнение веса отдельных узлов (в т) приведено в таблице.

Наименование узла	ПК-14, т	ПК-10Ш, т	Соотношение веса, %		Наименование узла	ПК-14, т	ПК-10Ш, т	Соотношение веса, %	
			ПК-14,	ПК-10Ш,				ПК-14	ПК-10Ш
Бараны с внутренними устройствами и опорами	68,5	68,5	100		Металлоконструкции (каркас, обшивка) .	360	376,8	95,5	
Экраны, включая опускающие трубы, камеры и опоры	168,3	172	98		Всего	1171,2*	1076,3*	108,2	
Пароперегреватель с потолочными трубами, камерами, креплениями и регулятором перегрева	88,97	94	94,7		В том числе металл под давлением	469,18	465,4	100,8	
Экономайзеры с камерами и опорами	125,6	113	111		Вес металла на 1 т паропроизводительности котла	5,1	4,68	108,2	
Воздухоподогреватель	292,8	179,4	163		Вес металла под давлением т/т на 1 т паропроизводительности котла	2,04	2,02	100,8	
Трубопроводы, гарнитуры, соединительные трубы между барабанами, арматура, шахта шлакоудаления и пр.	67	72,6	92						

* Пересмотр конструкций позволил снизить приведенные данные по весу котлоагрегатов примерно на 120—140 т. Модернизированные котлы ПК-14 будут изготавливаться со II полугодия 1955 г.



Двухступенчатое сжигание при транспорте пыли горячим воздухом

Инж. С. Я. Берсон, инж. И. П. Иванов, инж. С. П. Корсак,
инж. И. М. Махновецкий и инж. М. Д. Михельман

На одной из тэц установлены котлы ПК-9-200/35, работающие на каменном угле ($V^2 = 18-23\%$, $A^c = 20-23\%$, $W^p = 4-7\%$, $Q_p^* = 5\,500-5\,600$ ккал/кг). Каждый котел оборудован двумя мельничными системами по одновентиляторной схеме с общим бункером пыли, мельничными вентиляторами типа ВМ-50/1000/70 и шаровыми мельницами типа 287/407. Топка котла имеет шесть турбулентных горелок, расположенных на боковых сторонах. Транспорт пыли к горелкам осуществляется мельничными вентиляторами, каждый из которых обеспечивает работу двух крайних горелок на одной боковой стороне топки и средней — на другой стороне. Сечение топки $7,1 \times 9,2 = 65,2$ м², объем — 1 063 м³.

В течение 4 лет эксплуатации на котлах проводились различные реконструктивные мероприятия в связи с выявленными существенными недостатками в топочном процессе. Механический недожог значительно превышал запроектированные 5%, доходя до 10—15% при тонкости помола $R_{88} = 15-17\%$ и не снижаясь менее 8—10% при $R_{88} = 10-12\%$ для нагрузок котла от 150 до 200 т/час.

Топочный процесс протекал весьма неустойчиво, с большими пульсациями и частыми погасаниями, сопровождавшимися в отдельных случаях сильными вспышками, разрушавшими обмуровку и частично каркас топки и газохода за перегревателем. Мельницы не обеспечивали проектной производительности. Повышение последней тре-

бовало увеличения вентиляции мельниц путем повышенной подачи мельничными вентиляторами сброса в топку первичным воздухом, что дополнительно ухудшало топочный процесс. Кроме того, имели место перебои в нормальной работе котла при выпадении из работы или при выводе в ремонт одного из двух мельничных вентиляторов. При работе одного мельничного вентилятора котел оставался на трех горелках с несимметричным расположением и не обеспечивал нагрузки более 100—110 т/час при пониженной устойчивости работы топки. К тому же необходимость постоянной работы двух мельничных вентиляторов вызывала перерасход электроэнергии при средних нагрузках котла, позволяющих работать с одной мельницей.

Для повышения устойчивости топочного процесса и устранения пульсации факела на всех котлах были проведены следующие работы:

1. Реконструкция турбулентных горелок типа УТ-6, у которых вместо улиток первичного воздуха были установлены винтовые многолопастные рассекатели. Проверка аэродинамики факела показала, что улитка первичного воздуха горелки УТ-6 не создавала завихрения и поток первичной смеси выходил прямолинейно, без разворота. После реконструкции горелок УТ-6 пульсации факела резко уменьшились.

2. Замена шнековых пылепитателей лопастными типа ЛП-4, так как у шнековых питателей при очень сухой пыли углей (влажность 0,6—0,8%)

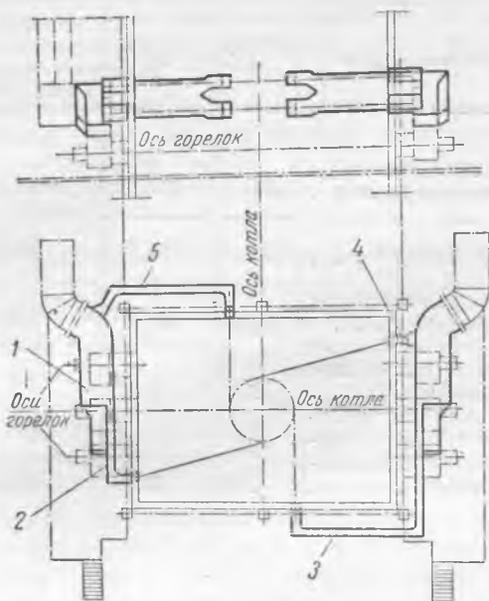


Рис. 1. Схема двухступенчатого сжигания на котле ПК-9 после реконструкции.

1—короб вторичного воздуха к основным горелкам; 2—воздуховоды к левым боковым окнам второй ступени; 3—воздуховоды к фронтальным окнам второй ступени; 4—воздуховоды к правым боковым окнам второй ступени; 5—воздуховоды к задним окнам второй ступени.

происходило большое протекание пыли через шнек независимо от числа его оборотов.

3. Улучшение типа муфельных горелок.

4. Увеличение размеров зажигательных поясов.

Эти мероприятия значительно повысили устойчивость горения и снизили механический недожог. Однако недожог оставался повышенным (6—8% при $R_{88} = 15\%$). Кроме того, не были разрешены вопросы повышения производительности мельницы и устранения зависимости нормальной работы топки от числа включенных мельничных вентиляторов.

Весной 1953 г. на одном из котлов была выполнена двухступенчатая схема пылесжигания с подачей во вторую ступень горячего вторичного воздуха (рис. 1 и 2).

Нижние окна временно были закрыты.

По схеме двухступенчатого сжигания котел проработал с мая 1953 г. до июня — июля 1954 г. За этот период котел работал лучше других котлов, имевших одинаковое остальное оборудование топок (горелки, муфели, питатели пыли и зажигательные пояса) как в отношении большей устойчивости горения, так и в отношении к. п. д. брутто котла, который находился в пределах 87—87,5% при нагрузке 150—160 т/час при $R_{88} = 15\%$ против 84—85% при той же нагрузке и тонкости помола на других котлах.

Во время капитального ремонта 1954 г. на том же котле был выполнен дополнительно перевод на горячий первичный воздух и осуществлена подача сброса от мельничных вентиляторов в нижние окна второй ступени (рис. 3). Для обеспечения достаточного напора и производительности дутьевых вентиляторов ВД-105/300 их роторы диаметром 1380 мм были заменены роторами диаметром 1540 мм, что изменило характеристику, сделав ее соответствующей вентиляторам ВД-125/390.

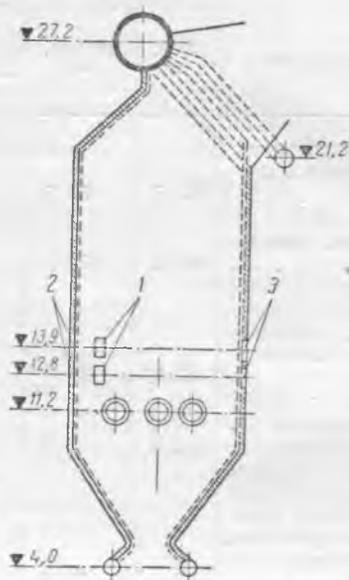


Рис. 2. Схема топки котла ПК-9.

1—левые боковые окна второй ступени; 2—фронтальные окна; 3—задние окна.

Из трех пылепроводов основных горелок от каждого мельничного вентилятора были переведены на горячий воздух два пылепровода к крайним горелкам (к первой и третьей) каждой боковой стороны топки. У средних горелок, расположенных ближе к муфелям, для транспорта пыли оставлен первичный воздух от мельничных вентиляторов.

Перевод транспортировки пыли на горячий воздух для четырех горелок обеспечивал возможность работы топки с одним мельничным вентилятором на пяти горелках (пятая горелка — от работающего мельничного вентилятора). При первом периоде проверки работы всей системы и в первую очередь проверки транспортировки пыли

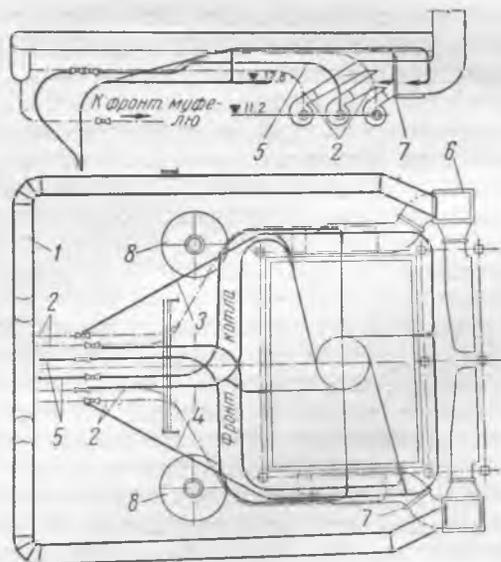


Рис. 3. Схема транспорта пыли горячим воздухом при сбросе сушильного агента во вторую ступень сжигания.

1—коллектор горячего воздуха диаметром 900 мм; 2—линии горячего воздуха для транспорта пыли к горелкам; 3—линии сбросов от левого мельничного вентилятора в нижние окна второй ступени; 4—линии сбросов от правого мельничного вентилятора в нижние окна; 5—линии сбросов от мельничных вентиляторов в средние горелки; 6—короб горячего воздуха после воздушного подогревателя; 7—трехосный шнек перед коробом вторичного воздуха у горелок; 8—сепаратор.

горячим воздухом верхние окна были закрыты. В приведенной выше схеме (рис. 3) сбросы от каждого мельничного вентилятора показаны во все четыре нижних окна, но из-за необходимости ускорить окончание капитального ремонта котла сбросы фактически выполнялись в два окна от каждого мельничного вентилятора: от правого — в фронтное и заднее окно, а от левого — в правое и левое боковые окна. Диаметр труб сбросов от мельничных вентиляторов составил 350 мм. Сброс подавали в топку через овалыные сопла 275 × 450 мм. Имевшийся до реконструкции коллектор диаметром 400 мм для транспортировки пыли к горелкам фронтных муфелей был заменен коллектором диаметром 900 мм, к которому подводились трубы того же диаметра от правого и левого коробов горячего воздуха после воздушного подогревателя. От коллектора отходят четыре пылепровода диаметром 350 мм к основным горелкам и два пылепровода диаметром 200 мм — к муфельным горелкам. Трубы диаметром 900 мм присоединены к коробам вторичного воздуха горелок, у входа в которые установлены трехосные шиберы. Во время капитального ремонта котла осуществлено дистанционное управление этими шиберами со щита управления котла. Это давало возможность регулировать подачу вторичного воздуха к горелкам независимо от его поступления в коллектор первичного горячего воздуха. Намечено также выполнение дистанционного управления шиберами сбросов во вторую ступень.

Примерный баланс воздуха по топке при нагрузке котла 200 т/час и выходные скорости в топку приведены ниже:

Первичный горячий воздух	11%	} 21—22 м/сек
Первичный мельничный воздух	8%	
Вторичный воздух через горелки	41%	} 28—30 м/сек
Сбросной мельничный воздух (через нижние окна второй ступени)	32%	
На муфельные горелки	4%	—
Присос в топку	4%	—

В первые дни работы котла (по недосмотру машиниста) произошла забивка пылепровода. Этот случай показал, что при транспортировке пыли горячим воздухом забивка пылепровода весьма опасна; произошло загорание пыли и настолько интенсивное ее горение, что пылепровод при толщине стенки в 12 мм был прожжен в ряде мест.

Поэтому скорости воздуха в пылепроводах поддерживались в пределах 26—28 м/сек, что определяло выходные скорости первичного горячего воздуха из горелок 21—22 м/сек. Концентрация пыли в потоке по приближенным подсчетам находилась в пределах от 0,5 до 0,6 кг. Потери напора в пылепроводе от шибера до горелки (диаметр 350 мм, длина около 21 м) держались в пределах 60—80 мм. Надо отметить, что местные сопротивления при перетекании воздуха из коллектора диаметром 900 мм через полностью открытый шибер диаметром 350 мм достигали 40—60 мм (врезка пылепроводов в коллектор была произведена без плавных переходов). Выходные скорости сбросного воздуха из нижних окон второй ступени находятся в пределах 46—48 м/сек. При нагрузке котла более 180—200 т шиберы сбросов обоих мельничных вентиляторов

полностью открываются, а рециркуляция на работающую мельницу закрывается.

Для выполнения зажигательных поясов применялась приварка к экранным трубам заершенных полос с заполнением хромитовой массой. Зажигательный пояс был выполнен на задней и фронтной стенках топки с общей поверхностью на описываемом котле — 28 м², а на остальных котлах — 40 м².

Шестимесячный опыт эксплуатации котла после описанной выше реконструкции выявил следующие значительные преимущества новой схемы работы топки:

1. Полная независимость работы котла от числа включенных мельничных вентиляторов. Неоднократно проверялась длительная работа котла при одном включенном мельничном вентиляторе. Котел вполне устойчиво обеспечивал нагрузку до 200 т/час.

2. Независимость работы горелок от загрузки мельничных вентиляторов.

3. В связи с повышенной вентиляцией мельниц их производительность увеличена с 22—23 до 26—27 т/час при $R_{ss} = 18—20\%$. Повышение производительности мельниц и к. п. д. брутто котла дают возможность обеспечить одной мельницей нагрузку котла в 200 вместо 160 т/час, которую одна мельница обеспечивала до реконструкции.

4. Экономия в расходе электроэнергии на пылеприготовление, которая с избытком покрывала сравнительно небольшое увеличение расхода электроэнергии на дутьевые вентиляторы в связи с повышением их напора и регулирования производительности шиберами вместо направляющих аппаратов.

5. Значительно повышена устойчивость работы котла, вследствие чего регулировка нагрузки котельной осуществлялась при помощи этого котла легче, чем другими котлами. Регулировка проходила без бросков нагрузки котла, что происходит при регулировочном режиме, у остальных котлов. Котел работает устойчиво даже при резких изменениях топочного режима. Так, при имевшем место из-за неполадки в электрической части одновременном отключении из работы обоих мельничных вентиляторов (в связи с чем потухли две средние горелки) котел снизил нагрузку с 200 до 165 т/час и продолжал нормально работать.

6. Большие скорости воздуха, поступающего в нижние окна второй ступени сжигания, обеспечивают более интенсивную работу топки по сравнению с предыдущим периодом, когда в верхние окна второй ступени поступал воздух от дутьевых вентиляторов. Завихрение струй воздуха из окон второй ступени подтверждалось предварительной проверкой флажками в холодной топке. Сравнительные испытания работы котла со сбросами и без них по эксплуатационным условиям еще не были проведены, но весьма положительное влияние второй ступени сжигания подтверждается рядом наблюдений за работой топки.

При работе второй ступени значительно легче и успешнее проходит настройка воздушного режима топки для достижения минимального содержания СО в дымовых газах, особенно при максимальных нагрузках. Так, при нагрузке 200 т/час

СО не превышает 0,05—0,06% при α котла, равном 1,25, что не удается обеспечить при такой же нагрузке на других котлах ПК-9.

Интенсивное перемешивание газа в топке под влиянием сильных струй воздуха из окон второй ступени проявляется в выравнивании температур в конце топки. Так, при замере температур правой и левой сторон топки из ее фронтальных лючков во время менее интенсивной работы правой стороны топки температура была на левой стороне 1 460°, а на правой — 1 340°С (при нагрузке котла 200 т/час), а за котлом температуры оказались одинаковыми — 450°С на каждой стороне. При подобном же положении на другом котле ПК-9 температуры были на левой стороне 1 340°, на правой — 1 430°С и за котлом перекокс сохранился — на левой стороне — 405°, на правой — 450°С.

Как показал опыт работы котла после его реконструкции, для повышения нагрузки сверх 200 т/час необходимо полностью открывать шиберы всех четырех сбросов от мельничных вентиляторов, без чего при необходимости дальнейшего повышения нагрузки требуется усиленная подача пыли. Кроме того, без полного участия работы сбросов во второй ступени не достигается дальнейшее повышение нагрузки сверх 220 т/час, а при полной работе второй ступени нагрузка котла может быть увеличена до 250 т/час.

7. Повышение производительности котлов ПК-9 — 200/35. Против номинальной производительности котла 200 т/час при $t_{н.в} = 150^\circ\text{C}$ в настоящее время котел после реконструкции обеспечивает максимально длительную нагрузку в 250 т/час при температуре питательной воды 115—120°С.

8. Коэффициент полезного действия брутто

котла при нагрузке 200 т/час повышен до 90% как за счет снижения механического недожога до 3%, так и за счет снижения температуры отработавших газов со 145—150° до 135°С. После выполнения двухступенчатой схемы сжигания на этом котле в 1953 г. производились испытания при нагрузке 160 т/час (по эксплуатационным причинам испытания при нагрузке более 160 т/час не производились). Сравнительные средние результаты трех испытаний в 1953 г. при нагрузке 160 т/час и четырех испытаний в 1954 г. после реконструкции при нагрузке 200 т/час показали:

	1953 г.	1954 г.
$D_{ср}$	160 т/час	200 т/час
$t_{н.в}$	120°С	114°С
T_{yx}	147°С	134°С
$\alpha_{к}$	1,34	1,26
R_{ss}	18%	19%
q_2	6,7%	6,2%
q_3	0	0,2
q_4	5,5%	3%
q_5	0,63%	0,5%
$\eta_{к.а}^{бр}$	87,17%	90,1%

В дальнейшем при эксплуатации котла будет уточнен ряд факторов: оптимальная подача воздуха на вторую ступень сжигания и вторичного воздуха к горелкам при различных нагрузках котла, целесообразность дальнейшего углубления помолы, возможность уменьшения величины зажигательного пояса и др.

В настоящее время описанная реконструкция осуществлена еще на четырех котлах и готовится перевод остальных на работу по той же схеме пылесжигания. На реконструированных котлах максимально длительная нагрузка повышена до 280 т/час.



Об удлинении межремонтного периода работы паровых турбин

Инж. Ш. Л. Лейзерович

В одной энергосистеме в послевоенные годы была проведена большая работа по повышению надежности установленных ранее турбин, а именно:

- 1) замена по разным причинам большей части лопаточного аппарата, причем новые лопатки изготовлялись с учетом улучшения их вибрационной надежности и коррозионно-эрозионной устойчивости;
- 2) освоение отстройки рабочих лопаток от опасных тангенциальных колебаний первого тока в условиях электростанций;
- 3) реконструкция и замена ряда основных узлов турбин, как, например, соединительные муфты, упорно-опорные подшипники, диафрагмы, концевые и диафрагменные уплотнения и т. д.;
- 4) ремонт отдельных цилиндров или агрегатов в целом;
- 5) демонтаж ряда устаревших турбин и т. д.

Повышение надежности работы лопаточного аппарата турбин данной энергосистемы подтверждается следующими данными.

	1940 г.	1950 г.	1951 г.	1952 г.	1953 г.
Количество случаев поврежденных лопаточного аппарата	21	9	5	3	4
Число рядов лопаток, оставленных с неудовлетворительными виброхарактеристиками	44(20%)	20(8%)	17(6%)	12(4%)	10(3,4%)

Эти данные показывают, что число поврежденных лопаточного аппарата, как и число рядов лопаток с неудовлетворительными виброхарактеристиками, уменьшилось более чем в 5 раз.

При этом необходимо учесть, что за приведенный период количество установленных турбин на электростанциях энергосистемы увеличилось примерно в 1,5 раза. Таким образом, на основании приведенных данных повышения надежности работы турбин, а также в результате изучения оборудования можно сделать вывод, что по большому числу турбин отпала необходимость ежегодно вскрывать их цилиндры, и они могут быть переведены на удлиненный межремонтный период работы (до 15—20 тыс. час. и более), что в последнее время подтверждено практикой.

Условия перевода турбин на удлинённый период работы между капитальными ремонтами

Из приведенных данных повышения надежности работы паровых турбин, однако, нельзя сделать вывод, что все паровые турбины сразу могут быть переведены на удлинённый между-ремонтный период эксплуатации без вскрытия цилиндров.

Нельзя также дать общие указания, по каким показателям турбины могут или не могут быть переведены на удлинённый период работы между капитальными ремонтами.

Так, например, ряд турбин с рабочими лопатками, имеющими удовлетворительные виброхарактеристики, до сих пор не переведен на удлинённый период работы между капитальными ремонтами, так как по разным причинам (внутри-пакетные колебания, резонансные колебания в области H_z и др.) имелись повреждения отдельных ступеней рабочих лопаток.

С другой стороны, турбины, имеющие отдельные ступени рабочих лопаток с неудовлетворительными виброхарактеристиками, но работавшие в течение длительного времени (от 5 до 25 лет) без аварий, неоднократно переводились на удлинённый период работы между капитальными ремонтами и работали по 15—20 тыс. час. и более, после чего опять проходили капитальный ремонт только в объеме типовой номенклатуры.

Следовательно, для решения вопроса о переводе турбин на удлинённый между-ремонтный период к каждому агрегату требуется строго индивидуальный подход, основанный на изучении оборудования, ибо у некоторых турбин до сих пор имеются дефекты в виде ненадежных отдельных ступеней лопаток и диафрагм, повышенных зазоров у концевых и диафрагменных уплотнений и т. д., не являющихся органическими. Поэтому после соответствующей подготовки эти дефекты могут быть ликвидированы во время очередного капитального ремонта, и в дальнейшем такие турбины могут быть переведены на двухгодичную и более продолжительную работу между капитальными ремонтами.

Так, например, на турбине фирмы Брюн имела повышенная вибрация в районе генератора и заднего подшипника ц. н. д. После усиления перекрытия пола вокруг генератора и замены соединительной муфты между ротором генератора и р. н. д. новой конструкцией вибрация была ликвидирована. В настоящее время эта турбина переведена на удлинённый срок работы между капитальными ремонтами.

Другим примером может служить турбина фирмы Эшер-Висс, где из-за внутрипакетных колебаний неоднократно ломались рабочие лопатки 7-й ступени. После прошивки этих лопаток проволочным бандажом поломка лопаток прекратилась; в настоящее время турбина переведена на удлинённый срок работы между капитальными ремонтами.

Таким образом, как показано выше, большинство турбин может быть переведено на удлинённый период работы между капитальными ремонтами.

Это относится и к таким турбинам, у ко-

торых имеются отдельные дефекты, но при вскрытии их цилиндров в предыдущие годы доказано, что дефекты стабилизировались и больше не прогрессируют.

Однако во всех случаях при решении вопроса о переводе турбины на удлинённый между-ремонтный период работы необходим строго индивидуальный подход к каждому агрегату.

Опыт перевода турбин на удлинённый между-ремонтный период

«Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей», действовавшие до 1953 г., предусматривали капитальный ремонт турбинных установок раз в год независимо от числа часов их работы, от даты последнего капитального ремонта и объема работ предполагаемого ремонта.

В 1949 г. по инициативе ряда работников системы впервые в виде опыта был намечен перевод на удлинённый между-ремонтный период трех турбин и ц. в. д. двух турбин.

В последующие годы перевод турбин на удлинённый срок работы между капитальными ремонтами в энергосистеме распространялся очень медленно, что видно из следующих данных:

	1949 г.	1950 г.	1951 г.	1952 г.	1953 г.
Число турбин или отдельных цилиндров, переведенных на удлинённый между-ремонтный период работы	5	9	6	10	9

Однако эффект, полученный от перевода даже такого небольшого числа турбин, оказался весьма значительным.

За счет резкого сокращения сроков простоя турбин при сокращенном объеме ремонта (без вскрытия цилиндров) по сравнению с нормами простоя при типовом объеме ремонта за указанные 5 лет было дополнительно выработано более 120 млн. квтч электроэнергии и сэкономлено более чем 1 млн. руб.

Кроме указанных преимуществ, эта новая передовая технология ремонта дает возможность увеличить резерв мощности системы и работать на более экономичных нагрузках, сократить брак и число аварий из-за некачественного ремонта, разгрузить ИТР и квалифицированный ремонтный персонал, которые могут быть использованы для улучшения подготовки, организации и сокращения срока простоя других ремонтируемых агрегатов, а также для улучшения качества их ремонта.

При этом необходимо подчеркнуть, что за период 1949—1953 гг. по всем турбинам, переведенным на удлинённый срок работы между капитальными ремонтами, не было аварий из-за несвоевременного вывода агрегатов в ремонт.

Несмотря на перечисленные преимущества и пятилетний опыт работы отдельных турбин от 13 до 27 тыс. час. без вскрытия цилиндров, на 1954 г. все руководители электростанций (кроме одной грэс) требовали проведения капитального ремонта турбин в полном объеме, т. е. со вскрытием цилиндров.

Такое положение можно объяснить лишь перестраховкой и консервативностью многих руководителей электростанций и турбинных цехов.

Для возможности проведения в 1954 г. широ-

кого, технически обоснованного внедрения удлиненного периода работы турбин между капитальными ремонтами и опровержения необоснованных требований руководителей электростанций в отношении необходимости вскрытия цилиндров ряда турбин турбинная группа службы ремонтов энергосистемы в 1953 г. провела анализ капитальных ремонтов более 50 паровых турбин за период 1945—1953 гг., а также проанализировала состояние их основных узлов, что показано ниже.

Работа турбин между капитальными ремонтами . . .	7 тыс. час.	10 тыс. час.	12 тыс. час.	15 тыс. час.	20 тыс. час. и более
Количество турбин, прошедших капитальный ремонт за 1945—1953 гг.	143	230	38	5	17

Эти данные показывают, что из 433 турбин, прошедших капитальный ремонт с 1945 г. по 1953 г., только 143 турбины (или 33%) работали между капитальными ремонтами до 7 тыс. час., а 290 турбин (или 67%) — от 8 до 20 тыс. час. и более.

При этом аварий из-за несвоевременной остановки турбин в ремонт не было, а объем капитального ремонта по сравнению с типовой номенклатурой после удлиненного междуремонтного периода эксплуатации не увеличивался.

Такое положение подтверждается данными анализа объема работ капитальных ремонтов турбин за 1945—1953 гг.:

в объеме нормальной ревизии . . .	266 турбин
с повышенным объемом работ . . .	124 турбины
с большими реконструктивными работами	37 турбин
без вскрытия цилиндров	39 турбин

Длительность простоя отдельных турбин между капитальными ремонтами и объем работ, выполненных после удлинения междуремонтного периода, приведены в табл. 1.

Турбина	Длительность работы, час.	Наименование работ во время капитального ремонта после удлиненного периода работы
1	12 544	Типовой объем
2	10 440	Сокращенный объем без вскрытия цилиндра
3	20 531	Типовой объем
4	16 365	Типовой объем
5	27 359	Типовой объем
6	19 180	Сокращенный объем без вскрытия цилиндров
7	24 870	Типовой объем
8	13 892	Типовой объем
9	20 500	Сокращенный объем без вскрытия цилиндров
10	16 930	Типовой объем
11	16 067	Типовой объем
12	16 997	Типовой объем

Из приведенных данных видно, что за 9 лет (1945—1953 гг.) большинство турбин (от 50 до 70%) из года в год проходили капитальный ремонт только в объеме типовой номенклатуры, несмотря на то, что 67% от всех ремонтируемых турбин работало между этими ремонтами от 8 до 20 тыс. час. и более. При этом вскрытие цилиндров каждый год проводилось не по необходимости, а только на основании ПТЭ.

Выполнение повышенного объема работ или больших реконструктивных работ на остальных турбинах в основном было связано с естественным износом проточной части, концевых и диа-

фрагментных уплотнений, трубок конденсаторов, с ремонтом отдельных агрегатов или с реконструкцией для улучшения экономических показателей и т. д.

Следовательно, после выполнения всех указанных работ вскрывать цилиндры большинства турбин ежегодно не было необходимости.

Рассматривая капитальные ремонты турбин, следует учесть данные, полученные Техническим управлением МЭС в результате анализа аварий паровых турбин за 5 лет (1943—1947 гг.), где указано, что 42,5% всех аварий произошло из-за некачественного ремонта и только 2% всех аварий можно отнести за счет несвоевременного вывода оборудования в капитальный ремонт.

В энергосистеме, как указывалось выше, не было аварий из-за несвоевременной остановки турбин для капитального ремонта, а неполадки и аварийные остановки из-за некачественного ремонта были на 9 турбинах.

Таким образом, на основании опытного материала, практики эксплуатации и ремонта, а также изучения оборудования турбинная группа службы ремонтов рекомендовала на 1954 г. перевести на сокращенный объем ремонта без вскрытия цилиндров ряд турбин электростанций системы.

Для осуществления указанной рекомендации этот вопрос обсуждался на совместном совещании начальников турбинных цехов и начальников РКО электростанций энергосистемы. Вторично этот вопрос обсуждался на совещании главных инженеров предприятий этой системы.

Кроме того, работники турбинной группы службы ремонтов на электростанциях совместно с персоналом рассматривали каждую турбину в отдельности для выяснения возможности ее перевода на удлиненный период работы между капитальными ремонтами.

В результате такой большой подготовительной работы в 1954 г. на электростанциях энергосистемы были переведены на удлиненный срок работы между капитальными ремонтами 24 паровые турбины, среди которых 7 турбин типа АК-50, две турбины ВК-35 и 20, 7 турбин АТ и АП-25 и т. д., что составляет 35% от общего числа ремонтируемых турбин в энергосистеме и 52% от всех турбин, прошедших капитальный ремонт без вскрытия цилиндров по Министерству электростанций.

Данные, характеризующие ремонт указанных 24 турбин в 1954 г. при сокращенном объеме без вскрытия цилиндров по сравнению с фактическими данными ремонта их в 1953 г. при полном объеме, приведены ниже.

Количество турбин	24
Фактический простой:	
1953 г.	8 178 час.
1954 г.	3 328 час.
Сокращение простоя	4 850 час.
Фактические трудозатраты:	
1953 г.	110 862 чел.-час.
1954 г.	89 374 чел.-час.
Сокращение трудозатрат	71 488 чел.-час.
Фактическая стоимость ремонта:	
1953 г.	3 238 тыс. руб.
1954 г.	915 тыс. руб.
Сокращение стоимости	2 323 тыс. руб.

Благодаря такому резкому сокращению срока простоя и трудозатрат имелась возможность высвободившийся ремонтный персонал сконцентрировать на ремонте других турбин, проходивших капитальный ремонт в полном объеме, и резко сократить срок их простоя в ремонте с улучшением качества ремонта.

Так, например, капитальный ремонт турбогенератора высокого давления мощностью 100 тыс. квт с большим объемом работ был закончен за 15 дней вместо 25 дней по плану.

На других турбинах благодаря концентрации ремонтного персонала из других электростанций и ЦРМЗ срок простоя турбин был сокращен на 23—52%.

Всего по 43 турбинам, прошедшим капитальный ремонт в полном объеме, срок простоя в ремонте был сокращен на 2 613 час., что показано ниже.

Количество турбин	43
Простой:	
план	16 320 час.
фактически	13 707 час.
Сокращение срока простоя по сравнению с планом	2 613 час.

Выводы

1. Оснащение электростанций Советского Союза современной передовой техникой и проведенная большая работа по ранее установленным импортным турбинам, а также повышение культуры эксплуатации и ремонта резко повысили на-

дежность работы паротурбинных установок. Такое положение позволяет уже на данном этапе перевести на удлиненный срок работы между капитальными ремонтами большинство паровых турбин и их вспомогательных механизмов, что даст значительный народнохозяйственный эффект. Для решения этого вопроса, однако, требуется строго индивидуальный подход к каждому агрегату.

2. Возможность перевода турбин на удлиненный междуремонтный период подтверждается практикой последних лет, когда турбины или их отдельные цилиндры работали от 13 до 27 тыс. час. без вскрытия и после этого проходили капитальный ремонт только в объеме типовой номенклатуры. Аварий из-за несвоевременного вывода турбин в капитальный ремонт не было. Следовательно, такой режим капитальных ремонтов турбоустановок (через 15 ÷ 25 тыс. час.) является надежным и вполне себя оправдал.

3. Для более широкого внедрения удлиненного междуремонтного периода работы турбин по всем агрегатам, имеющим дефекты, следует составить планы ликвидации последних во время предстоящих капитальных ремонтов, что обеспечит их перевод на удлиненный междуремонтный период работы в ближайшие годы.

4. Мероприятия, проведенные в 1954 г. на электростанциях описываемой энергосистемы, должны получить самое широкое распространение не только в данной энергосистеме, но и на остальных электростанциях как Министерства электростанций, так и других министерств.



Поведение пыли АШ в бункере и работа пылепитателей

Инж. Б. Н. Муравкин

Характер подачи пыли в топочную камеру имеет большое практическое значение для работы современного котлоагрегата. Из эксплуатационных данных известно, что обеспечение заданной подачи пыли чрезвычайно сложно. В то же время повышение параметров пара и мощности котлоагрегатов, а также переход на расширенную автоматизацию тепловых процессов предъявляют высокие требования к равномерности подачи и распределения пыли по горелкам топочной камеры.

С целью выяснения причин неравномерной подачи пыли в топочную камеру на одной из южных грес работниками топочного отделения ВТИ исследованы состояние и поведение пыли АШ в бункерах и пылепроводах и проведены испытания лопастного и шнекового пылепитателей.

Состояние пыли в бункере

Поступающая в бункер пыль представляет собой легко подвижную массу со сравнительно небольшим удельным насыпным весом. Определение показало, что свеженасыпанная в бункер пыль АШ ($R_{88} = 7-8\%$, $W^a = 0,1\%$, $t = 110^\circ\text{C}$)

имеет удельный насыпной вес на поверхности $\gamma_n = 0,6 \text{ т/м}^3$, в то время, как истинный удельный вес АШ на сухую массу составляет $\gamma_c =$

$= 1,9 \text{ т/м}^3$. Отношение $\frac{\gamma_n}{\gamma_c} = 0,32$ показывает, что

твердая фаза (пыль) в единице объема занимает только одну треть; остальные две трети — газ. Следовательно, свеженасыпанная пыль имеет очень рыхлую „упаковку“ отдельных частиц — пылинок. Угол естественного откоса такой пыли близок к нулю, т. е. пыль отличается высокой степенью сыпучести.

При высоте уровня пыли в бункере 4,5 м удельный насыпной вес пыли в приемной коробке пылепитателя составил $\gamma_n = 0,75 \text{ т/м}^3$. Таким образом, пыль в бункере уплотняется примерно на 25%, что сопровождается потерей сыпучести пыли. Так, например, пыль, отобранная из приемной коробки пылепитателя, имела угол естественного откоса $\alpha = 45^\circ$; та же пыль через 24 часа после хранения в цилиндрическом сосуде уменьшилась в объеме на 15% и имела угол $\alpha = 90^\circ$. При повороте сосуда на 90° пыль не осыпалась — свободная поверхность имела

отвесную стенку. Потеря сыпучести в бункере способствует образованию сводов, препятствующих поступлению пыли к пылепитателям.

Поведение пыли в бункере

Поведение пыли изучалось в промышленном бункере котла, оборудованном лопастными питателями, и на модели.

В промышленном бункере (высота — 5,5 м, объем — 130 м³, угол наклона стен — 65°) наблюдение осуществлялось через окна, проделанные в его перекрытии; бункер внутри освещался. Пыль, срабатываемая одним пылепитателем, сбрасывалась в мельницу соседнего котла. Первоначальная высота уровня пыли в бункере была 4,5 м. Наблюдение проводили после остановки котла, так как при работающем котле в бункере происходило сильное пыление.

До включения пылепитателя поверхность пыли в бункере была волнистой: уровень пыли несколько повышался у стен и имел неглубокие воронки непосредственно над пылепитателями.

Через 1—2 мин. после включения над ячейкой пылепитателя пыль начала оседать круглой площадкой диаметром 0,4—0,5 м. В первый момент вокруг оседающей площадки образуются вертикальные стенки. По мере дальнейшего оседания стенки обрушиваются и образуется воронка. Опускающееся «дно» воронки (круглая площадка) по своим размерам остается постоянным. Пыль с поверхности воронки периодически сбрасывается на опускающееся «дно». Движение пыли от воронки к пылепитателю происходит вертикальным столбом, сечение которого примерно равно сечению приемной коробки пылепитателя. Иногда сбросы пыли с поверхности на «дно» воронки были настолько значительны, что наблюдение становилось невозможным. Во время таких обвалов в приемной коробке пылепитателя давление резко поднималось, достигая 700—900 мм вод. ст. Обычно же оно не превышает 100—150 мм. Это объясняется тем, что во время обвалов происходит сильное сжатие столба пыли, находящегося непосредственно над пылепитателем, в результате чего растет внутреннее давление.

Пыль, находящаяся за пределами образовавшейся воронки, в движении не участвовала.

На основании проведенных наблюдений на рис. 1 показана схема движения пыли в бункере.

После осмотра промбункеров котлов, когда пыль АШ была из них удалена, обнаружили, что стены их сплошь покрыты спрессованной пылью. Толщина слоя на более пологих стенах постепенно увеличивалась: с 200—250 мм — вверху бункера до 500—600 мм — внизу (рис. 1, пунктир). Уплотненной пылью были покрыты и выходные ячейки бункера. На крутых стенах толщина слоя достигала 200—300 мм. Особенно большие отложения пыли были в углах бункеров. Вес пыли, сброшенной со стен одного бункера, составил 14 т, т. е. примерно 18% от полного веса пыли в бункере.

Анализ уплотненной пыли показал, что ее влажность изменяется от 2,4% на поверхности слоя до 5,86% у стенки бункера. Влажность пыли, поступающей в бункер, составляет 0,1%.

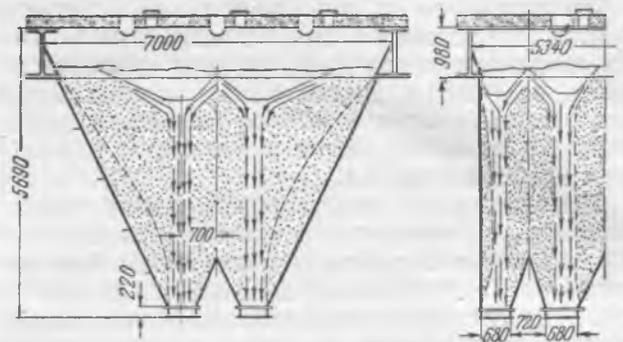


Рис. 1. Бункер пыли.

Уплотненная пыль имеет удельный вес 1 г/см³, обладает достаточной механической прочностью и уже не является сыпучим телом: вырезанный брусок пыли воспринимал растягивающие усилия.

Образование уплотненных слоев на стенах бункера является следствием отсутствия движения пыли у стен бункера и увлажнения ее из-за конденсации водяных паров.

Для уточнения результатов, полученных при наблюдении за поведением пыли в бункере, были проведены опыты на плоской модели бункера масштабом 1:10. Вертикальные стены модели были стеклянные. Она вмещала около 25 кг пыли, отбираемой из бункера работающего котла. Для лучшего наблюдения за движением пыли модель со стороны, противоположной наблюдателю, освещали электрической лампой, а пыль, заполняющую модель, пересыпали тонким горизонтальным слоем мела через каждые 5—6 см (рис. 2, а). Температура пыли в бункере была 100—105°С, в модели — 70—80°С. Тонкость помола $R_{88} = 6—8\%$; влажность — 0,15%.

При открывании задвижки над выходной ячейкой образовывался свод (рис. 2, б), постепенно увеличивающийся за счет осыпания с него пыли. С ростом поверхности свода увеличивалось количество вытекающей пыли. При достаточно широком и глубоком своде над выходной ячейкой на-

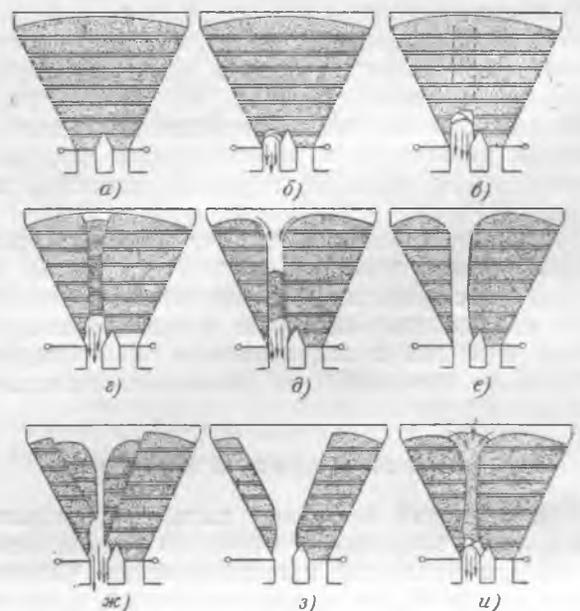


Рис. 2. Движение пыли в модели бункера.

чинались обвалы (рис. 2,в). Свод разрушался, и пыль, лежащая выше, подобно жесткому клину опускалась вниз (рис. 2,г и д). Ширина клина была несколько меньше ширины свода, а его движение наблюдалось по перемещению меловых слоев и опусканию поверхности пыли над ячейкой. Иногда скорость опускания клина возрастала настолько, что пыль не успевала отрываться от нижнего уровня, и весь пылевой клин садился своим основанием в ячейку. В такие моменты выдача пыли через ячейку резко возрастала. После полного схода пылевого клина над ячейкой образовывалась воронка с отвесными стенками и только в верхней части воронка расширялась (рис. 2,е). Выход пыли прекращался; пыль находилась в состоянии неустойчивого равновесия. Малейшее сотрясение модели вызывало отрыв верхних пластов пыли и сползание их по наклонным плоскостям (рис. 2,ж). Сползание пыли было подобно сползанию твердого тела. Наименьший угол наклона плоскости сползания к горизонту составлял 60—70°. При меньших углах наклона сползание могло быть вызвано только сильным сотрясением.

Если в образовавшуюся в начальный момент воронку (рис. 2,е) непрерывно подавалась свежая пыль, то последняя опускалась вниз строго по вертикали узким столбом (рис. 2,и). Ранее наполнявшая бункер пыль оставалась в покое, служила руслом для свежей пыли и приходила в движение лишь после прекращения подачи свежей пыли.

Описанная картина движения пыли в модели в основном совпадает с движением пыли в промышленном бункере.

Наблюдения за работой модели также показали, что при мало открытой задвижке над ячейкой пылепитателя образовывался свод, который полностью препятствовал выходу пыли из бункера. Из эксплуатационных данных известно, что аналогичные своды возникают и над работающими пылепитателями.

Из наблюдений можно сделать вывод, что своды бывают двух видов: статические и динамические.

Статические своды совершенно исключают поступление пыли к питателям, динамические же непрерывно в виде дождя сбрасывают пыль со своей поверхности, что и определяет производительность пылепитателя. В подавляющем большинстве случаев своды возникают в самой узкой части приемной коробки шнекового пылепитателя в месте движения отключающего шибера. Возникновение сводов в приемной коробке лопастного пылепитателя — явление сравнительно редкое. Это объясняется тем, что выходное сечение приемной коробки шнекового пылепитателя (350 × 350 мм) значительно меньше сечения лопастного пылепитателя (680 × 680 мм).

Исследования работы пылепитателей

Исследования проводились в условиях, максимально приближенных к эксплуатационным. При этом ставилась задача получения не только качественных, но и количественных характеристик работы пылепитателя, т. е. определение действительной подачи пыли в каждый момент времени.

Для исследования лопастного пылепитателя в котельной грэс была сооружена экспериментальная установка (рис. 3), включающая промежуточный бункер котла 1, лопастной пылепитатель 2, расходомер пыли ВТИ 3 с регистратором, мерительный бункер 4, весы 5, шлюзовой затвор 6, сбросной пылепровод в мельницу 7, линию сжатого воздуха 8, отсосную линию 9 к эксгаустеру 10, тягомеры 11, термометры.

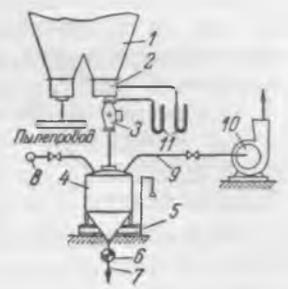


Рис. 3. Схема экспериментальной установки.

Лопастной пылепитатель Ивановского механического завода с номинальной производительностью по АШ 3 т/час, с рабочим диапазоном оборотов от 26 до 80 в минуту имеет объем ячеек большого мерительного колеса 0,001757 м³ и малого — 0,00125 м³; размер приемной коробки в плане 680 × 680 мм.

Первая серия опытов заключалась в определении зависимости производительности пылепитателя от числа оборотов, тонкости помола, высоты уровня пыли в бункере. Производительность пылепитателя при этом определялась взвешиванием. Опыты проводились во время работы котла. Результаты их приведены на рис. 4. Кривая 1 показывает зависимость производительности пылепитателя от скорости вращения с малым мерительным колесом, кривая 2 — с большим мерительным колесом (мерительные колеса отличаются друг от друга только объемом ячеек), кривая 3 — то же при увеличенном выходном окне, а кривая 4 — при понижении уровня пыли в бункере с 5 до 3 м.

Из кривых следует, что в пределах изменения скорости вращения пылепитателя от 25 до 80 об/мин зависимость $V = f(n)$ при работе с малым мерительным колесом прямолинейная:

$$V_m = 41 \cdot n \text{ кг/час.}$$

Начиная с 80 об/мин, происходит отклонение вниз от прямолинейной зависимости.

При работе с большим мерительным колесом до 55 об/мин зависимость $V = f(n)$ также прямолинейная:

$$V_6 = 52 \cdot n \text{ кг/час.}$$

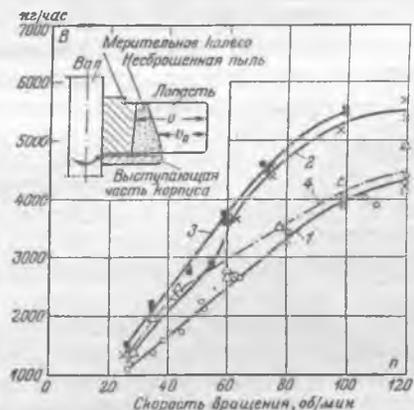


Рис. 4. Производительность лопастного пылепитателя в зависимости от скорости вращения. Сверху показано перекрытие выходного окна корпусом мерительного колеса.

В пределах изменения скорости вращения от 55 до 65 об/мин наблюдается резкий подъем производительности, а с 75 об/мин кривая плавно загибается книзу.

Отношение $B_0/B_m = 1,27$ показывает, что при одной и той же скорости вращения подача пыли с большим мерительным колесом на 27% больше подачи с малым мерительным колесом.

Характер приведенных кривых можно объяснить, изучая анализ конструкции пылепитателя и движения в нем пыли.

Геометрический объем ячеек подающего колеса примерно на 30% больше объема ячеек мерительного колеса.

По мере увеличения скорости вращения уменьшается заполнение ячеек подающего колеса и при 80 об/мин рабочий объем его ячеек приближается к объему мерительного колеса. При дальнейшем возрастании оборотов уменьшается выдача пыли на один оборот.

В эксплуатации не следует превышать скорость вращения пылепитателя свыше 80 об/мин. Для обеспечения большей производительности необходимо предусмотреть увеличение объема ячеек колес нового пылепитателя.

Резкий подъем производительности при работе с большим мерительным колесом объясняется тем, что в пределах изменения скорости вращения от 55 до 65 об/мин производительность пылепитателя зависит от двух факторов: скорости вращения пылепитателя и увеличения рабочего объема ячеек. Последнее связано с частичным перекрытием выходного окна для пыли корпусом мерительного колеса (рис. 4), что препятствует полному сбросу пыли из ячеек в пылепровод. Несброшенная пыль уменьшает рабочий объем ячеек. Начиная с 55 об/мин, эта пыль под действием центробежной силы сбрасывается с удерживающей полки, а при 65 об/мин от пыли освобождается весь объем ячейки. Следовательно, в пределах указанной скорости вращения рабочий объем ячеек не остается постоянным, а непрерывно возрастает от некоторой величины v_0 до максимальной, равной геометрическому объему ячеек v .

В опытах с малым мерительным колесом резкий подъем (скачок) в производительности отсутствует, так как ячейки корпусом не перекрываются.

После расширения выходного окна получилась плавная зависимость (кривая 3) $B = f(n)$ и для большого мерительного колеса, прямолинейный участок которой определяется уравнением

$$B = 60 \cdot n \text{ кг/час.}$$

По кривой 4, полученной в опытах, видно, что с понижением уровня пыли производительность пылепитателя уменьшается, а разброс опытных точек возрастает. Это указывает на неравномерность поступления пыли из промбункера к пылепитателю.

Опыты с различным по тонкости помолом пыли показали незначительный рост производительности пылепитателя с урублением помола.

Во второй серии опытов производительность пылепитателя регистрировалась расходомером пыли.

При помощи расходомера удалось непосредственно записать работу пылепитателя непрерывно в течение продолжительного времени и выявить влияние давления и разрежения в приемной коробке и выходном патрубке пылепитателя на равномерность подачи пыли. Расходомер хорошо komponуется в тече от пылепитателя к пылепроводу; во время опытов он работал вполне надежно. Поэтому его можно рекомендовать для эксплуатационных испытаний пылепитателей. В настоящее время во ВТИ ведется работа по дистанционной передаче показаний расходомера.

На рис. 5 приведены графики работы пылепитателя при постоянных (но разных для отдельных графиков) уровнях пыли в бункере. Цифры на графиках означают: вверху — скорость вращения пылепитателя (n об/мин); внизу — давление в приемной коробке (p_2 мм вод. ст.) и давление (разрежение) в выходном патрубке пылепитателя (p_1 мм вод. ст.).

Из графиков видно, что подача пыли пылепитателем — пульсирующая, амплитуда пульсаций увеличивается по мере роста производительности.

При постоянном уровне пыли в бункере и производительности до 2,5 т/час выдача пыли равномерная (a — графики при 26,40 и 55 об/мин и b — начало графика).

Начиная с производительности 2,5—3 т/час равномерность нарушается (a — при 70 об/мин; g и d — начало графика). Периодически происходит двух-трехкратное увеличение подачи пыли (a — при 88 об/мин; g — последняя треть графика; d — конец графика). Нарушения подачи пыли совпадают с обвалами пыли в бункере, возникновением повышенного давления в приемной коробке пылепитателя до 700—900 мм вод. ст. и сильным пылением через мелкие неплотности в пылепитателе и устье бункера. В этих случаях пыль поступает в пылепитатель под действием собственного веса и внутреннего давления через неплотности и зазоры пылепитателя. На рис. 5, a приведен график работы пылепитателя при 88 об/мин, из которого видно, что в начальный момент при нормальном режиме производительность пылепитателя была 4 т/час, после чего производительность возросла до 7 т/час. Дополнительные 3 т/час прошли через зазоры мерительного колеса со скоростью

$$W = \frac{\Delta B}{F \cdot \gamma_n \cdot 3600} = \frac{3 \cdot 10^6}{291,5 \cdot 0,6 \cdot 3600} = 4,8 \text{ м/сек,}$$

где $F = 291,5 \text{ мм}^2$ — общая площадь зазоров между мерительным колесом и корпусом;

$\gamma_n = 0,6 \text{ т/м}^3$ — удельный насыпной вес пыли.

Давление в выходном патрубке снижает производительность пылепитателя (рис. 5, g — вторая треть графика) и увеличивает неравномерность (рис. 5, b и e). Пульсирующий характер этого давления особенно неблагоприятно сказывается на работе пылепитателя. В этом случае возникают знакопеременные потоки воздуха через пылепитатель, которые нарушают равномерную выдачу пыли.

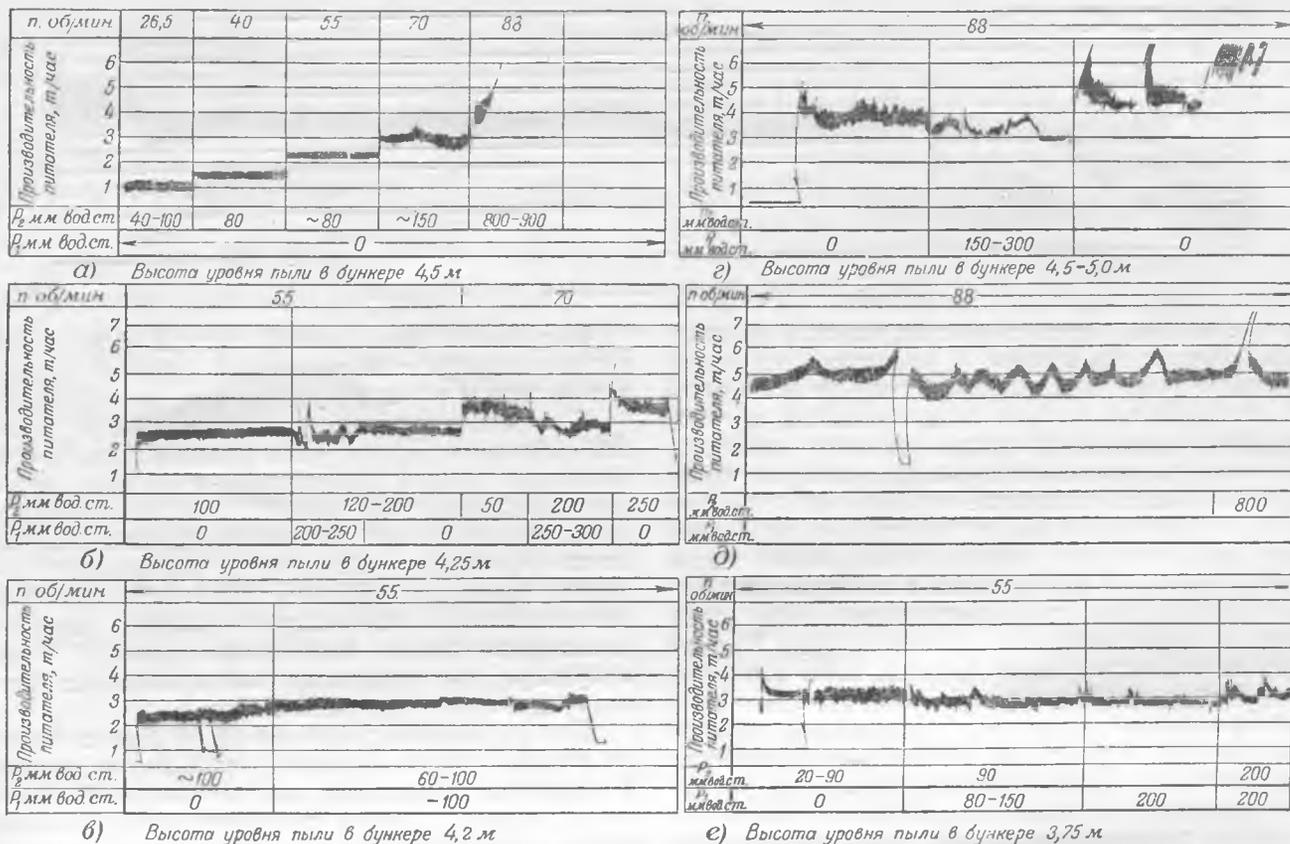


Рис. 5. Графики работы лопастного пылепитателя.

Разрезание в выходном патрубке несколько увеличивает производительность, не нарушая равномерности (рис. 5, в).

Запись работы пылепитателя в течение 7,5 час. при постоянной скорости вращения (70 об/мин) с опусканием уровня пыли в бункере с 4,5 до 2,3 показала, что при этом работа пылепитателя становится особенно неравномерной и сопровождается сильными бросками пыли. Броски по времени совпадают с возникновением повышенного давления в приемной коробке пылепитателя. При выключении пылепитателя пыль продолжает поступать через его зазоры, пока не понизится давление в приемной коробке.

Характер подачи пыли шнековым пылепитателем определялся регистрирующим расходомером пыли, установленным между пылепитателем и пылепроводом (рис. 6).

Шнековый пылепитатель имел следующие данные: номинальная производительность по АШ — 6 т/час; диаметр шнека — 150 мм; диаметр вала — 60 мм; шаг вит-

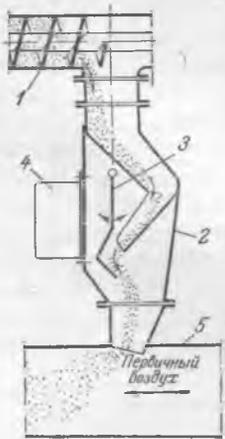


Рис. 6. Схема установки расходомера к шнековому пылепитателю. Связь между качающимся лотком и регистратором не показана.

1 — шнековый пылепитатель; 2 — расходомер пыли; 3 — качающийся лоток; 4 — регистратор; 5 — пылепровод.

ков — 75 мм; длина шнека от оси приемной коробки до оси выдающего патрубка — 1025 мм; размер приемной коробки в плане — 680 × 680 мм вверху и 350 × 350 мм внизу. Корпус шнека имел поворот влево на 25° от продольной оси приемной коробки.

Опыты проводились с постоянным уровнем пыли в бункере ($R_{88} = 12-14\%$, $W^n = 0,20\%$, $t = 90^\circ$). График работы (рис. 7) показывает, что подача пыли — пульсирующая. Частота пульсаций равна числу оборотов¹, амплитуда пульсаций растет с увеличением скорости вращения шнека. В данных условиях работы пылепитателя выдача пыли получается равномерной. Зависимость производительности пылепитателя от числа оборотов прямолинейная и определяется уравнением

$$B = 27,2 \cdot n \text{ кг/час.}$$

Коэффициент наполнения пылепитателя не зависит от числа оборотов и составляет 0,6.

Длительное наблюдение за работой шнековых пылепитателей показало, что в эксплуатации частые нарушения равномерной подачи пыли имеют место вследствие обвалов пыли в бункере и сводообразования в приемной коробке пылепитателя.

Ревизия пылепитателей и эксплуатационные наблюдения выявили ряд недостатков в конструкции, монтаже и эксплуатации пылепитателей.

В лопастном пылепитателе имели место плохая посадка обводного клапана и частый обрыв

¹ П. И. Киселев и А. П. Животов, Испытание шнекового пылепитателя, „Электрические станции“, 1952, № 11.

п, об/мин	70	76	88	94	100	106	140	150
Производительность пылепитателя, т/час								
P_1 мм вод.ст.	120	120-125	130	140	135-140	до 145-150		
P_2 мм вод.ст.	90-200	150-200	150-200	150-200	140-200	150-240		

Рис. 7. График работы шнекового пылепитателя.

этого клапана. Спуск пыли из приемной коробки через клапан происходил с большими затруднениями, поэтому в эксплуатации им не пользуются. Ненадежная работа соединительной муфты, трудность замены предохранительной шпильки, неплотное закрытие отключающих шиберов, чрезмерно большое раскрытие (180°) переходного окна из подающего колеса в мерительное, большие (до 3—3,5 мм) зазоры в подающей части также вызывали затруднения в эксплуатации.

Рекомендуется уменьшить переходное окно (рис. 8) и увеличить выходное окно (рис. 9). Зазоры в подающей части должны быть снижены до 0,4—0,5 мм. Ивановский механический завод внес изменения и улучшил конструкцию некоторых деталей и узлов лопастного пылепитателя, отключающих шиберов и их управления, корпусов подающего и мерительного колес, обводного клапана, приспособлений для установки зазоров, облегчил условия замены предохранительной шпильки, повысил требования по соблюдению посадочных размеров. Лопастные пылепитатели улучшенной конструкции должны обеспечить более равномерную выдачу пыли.

В шнековом пылепитателе приемное отверстие мало (350×350 мм), наблюдается скольжение клиноременной передачи и частый обрыв ее, велики зазоры между шнеком и корпусом. На одном котле было сделано постепенное утолщение вала к выдающему патрубку, что несколько улучшило подачу пыли.

Различные характеристики электродвигателей и реостатов и их изменение в эксплуатации нарушают равномерность работы пылепитателей. При включении реостата от контакта к контакту число оборотов двигателя часто изменяется скачками разной величины, что вызывает скачки в подаче пылепитателей, поэтому электродвигатели и регулировочные реостаты должны обеспечивать одинаковое число оборотов пылепитателей и плавное их регулирование.

Нарушение равномерной подачи пыли в топочную камеру в значительной степени связано с поведением пыли в бункере и в пылепроводах.

С повышением уровня и длительности хранения сыпучесть пыли в устье бункера понижается. Изменение уровня влечет также изменение удельного насыпного веса пыли, что в свою очередь вызывает изменение производительности пылепитателя даже при работе его с постоянной скоростью вращения. Поэтому для обеспечения более надежной и равномерной работы питателя желательно иметь постоянный уровень пыли в бункере, что тщательно поддерживалось эксплуатационным персоналом грЭС.

Для улучшения движения пыли корпус бункера следует делать комбинированным из призмы и пирамиды (рис. 10), внутренние углы скруглить, переходы делать плавными, стены — гладкими. Вся наружная поверхность должна быть покрыта тепловой изоляцией, на выходах из течек циклонов следует установить рассекатели. Нередко пыль, падающая из пылепитателя в пылепровод, обладает достаточной энергией для того, чтобы, не перемешиваясь с первичным воздухом, достичь «дна» пылепровода и осесть. Осевшая пыль плохо поднимается воздухом, подобно жидкости течет по пылепроводу в обе стороны от смесителя, создает дополнительное сопротивление, нарушает топочный режим вследствие периодических бросков в топочную камеру.

Для предупреждения отложений пыли следует ввод течи пыли в пылепровод делать под углом порядка 45° , сечение ввода — овальное. В смесителе нужно установить пересыпные полки и сделать сопловое сужение (рис. 11)*. Вварить штуцеры — один до смесителя (1 м), другой после смесителя (2 м) — и установить диффе-

* Целесообразность установки пересыпных полок вызывает сомнение и должна быть проверена в эксплуатации. Ред.

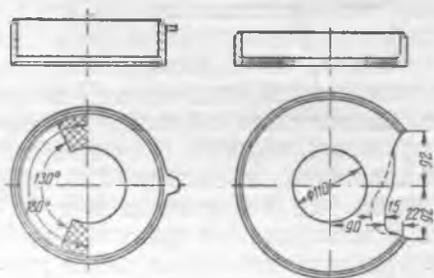


Рис. 8. Уменьшение переходного окна в корпусе подающего колеса.

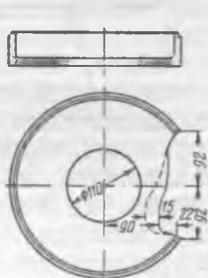


Рис. 9. Увеличение выходного окна для пыли (пунктир) в корпусе мерительного колеса.

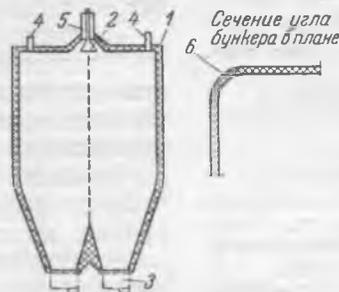


Рис. 10. Схема реконструкции бункера.
1 — бункер; 2 — рассекатель; 3 — питатель; 4 — отсосная труба; 5 — патрубок от циклона; 6 — тепловая изоляция.

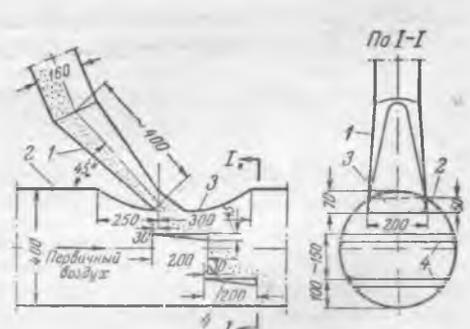


Рис. 11. Смеситель пыли.

1 — пылеподающий патрубок; 2 — пылепровод; 3 — сопловое сужение; 4 — пересыпные полки.

рнциальный тягомер. В случае подачи пыли горячим воздухом установить после смесителя (4—5 м) термопары. На поворотах пылепроводов варить штуцеры для продувки сжатым воздухом, поддерживать скорость аэропотока в пылепроводе не ниже 25 м/сек.

Выводы

Причинами неравномерной подачи пыли в топочную камеру являются:

1) потеря сыпучести, происходящая за счет уплотнения и увлажнения пыли в бункере и вызывающая образование неподвижных слоев у стен бункера и сводов над работающими пылепитателями;

2) особенности движения пыли в бункере, характеризующиеся образованием воронок над работающими пылепитателями и периодическими обвалами пыли в эти воронки, что создает повышенное давление в устье бункера и вызывает резкое увеличение выдачи пыли пылепитателем;

□ □ □

О проекте центральных ремонтных мастерских электростанций¹

Инж. М. И. Имбрицкий

Для обеспечения надежной работы теплосилового оборудования и сокращения сроков ремонта большое значение имеют ремонтные мастерские электростанций, в задачи которых входит: выполнение различных видов обработки (станочные, слесарные, термические, сварочные и др.) деталей и узлов энергооборудования; организация централизованного восстановления отдельных деталей и узлов энергооборудования (бил шахтных мельниц, арматуры, наплавка подшипников и т. п.); организация централизованного восстановления и ремонта всех механизмов и приспособлений, применяемых на электростанции, а также восстановление и изготовление режущего и измерительного инструмента и приспособлений, необходимых при ремонте тепломеханического оборудования.

В тех энергосистемах, где имеются центральные ремонтные заводы, многие из перечисленных работ передаются последним, но тем не менее мастерские электростанций должны обеспечивать выполнение указанных работ, хотя и в меньшем объеме. Это особенно важно в аварийных случаях. Поэтому для электростанций необходимо иметь комплект металлообрабатывающего оборудования, который позволил бы обеспечить обработку деталей и узлов на месте без перевозки их на заводы, сократив тем самым время простоя агрегата в аварийном ремонте.

¹ Печатается в порядке обсуждения проекта ТЭП „Центральные ремонтные мастерские электростанций“. Ред.

3) давление в выходном патрубке пылепитателя, создающее пульсирующее движение воздуха через неплотности в пылепитателе, что препятствует равномерной выдаче пыли;

4) конструктивные дефекты и неправильная эксплуатация пылепитателей;

5) плохое перемешивание пыли в пылепроводе с транспортирующим воздухом.

На основе проведенных испытаний и эксплуатационных наблюдений изложены рекомендации по усовершенствованию конструкции бункеров пыли, пылепитателей и пылепроводов, по устранению монтажных и эксплуатационных недостатков.

Для обеспечения равномерной выдачи пыли пылепитателями большое значение имеет неуклонное выполнение правил технической эксплуатации, в частности: полная сработка пыли перед остановками котлов, выдерживание постоянной влажности пыли, полное открытие отключающих шиберов пылепитателей во время работы.

Для выполнения указанных выше задач в Теплоэлектропроекте запроектированы ремонтные мастерские (рис. 1), осуществленные на многих электростанциях.

Как видно из плана расположения оборудования, этот проект имеет ряд существенных дефектов, главнейшими из которых являются:

1. Станочное оборудование не сконцентрировано в одном месте. В условиях электростанций, когда приходится в основном изготавливать детали по нескольку штук, оборудование должно устанавливаться по групповому признаку, т. е. группы токарных, сверлильных, фрезерных и других станков. Это дает возможность внедрять многостаночное обслуживание, что особенно важно для крупных станков, где машинное время обработки больше. В данном же проекте крупные токарные станки 1Д63 расположены на одной стороне цеха, а другие токарные станки 1Д62 — на другой стороне цеха. При групповом расположении оборудования можно иметь одного рабочего высокой квалификации (наладчика), а других рабочих — более низкой квалификации.

2. В условиях электростанции нет необходимости в трех крупных токарных станках 1Д63, имеющих высоту центров 300 мм и расстояние между центрами 3 000 мм. Загрузить такие станки работой соответственно характеристике станка в три смены практически невозможно. Кроме того, в проекте предусмотрены еще два токарных станка 1Д62 с высотой центров 200 мм и расстоянием между центрами 2 000 мм. Вместо двух станков 1Д63 следует рекомендовать один радиально-

ным заточку инструмента. Последнее очень важно, так как без хорошо организованной заточки инструмента невозможно внедрение скоростного резания металлов.

5. В условиях высоких параметров надежность работы теплосилового оборудования в значительной степени зависит от прочности металла. Поэтому организация термической обработки на электростанции имеет важное значение. В данном проекте для термической обработки предусмотрена электрическая печь КН-15, позволяющая производить термообработку деталей до 900°С. Детали энергооборудования (фланцевые соединения арматуры и трубопроводов, шпиндели, запорные органы арматуры и т. п.) подвергаются термообработке (закалке, нормализации) при 1 050—1 080°С (3Х13, 1Х18Н9), поэтому использовать печь КН-15 не представляется возможным.

Как показывает опыт одной тэц Ростовэнерго, хорошие результаты получаются, если, кроме электрической печи для термообработки, иметь еще печь для азотирования. Благодаря применению азотирования удалось значительно сократить расход дефицитных марок легирующих сталей.

6. Внедрение высокопроизводительных методов ремонта требует специализации рабочих мест, т. е. организации специальных отделений, например, по ремонту арматуры, вращающихся механизмов и др.

В результате специализации представляется возможным расположить приспособления в определенной технологической последовательности и соответственно оснастить рабочие места наиболее рациональными конструкциями. В проекте ТЭП такой специализации не предусмотрено, поэтому рабочему в процессе работы придется транспортировать детали по всему цеху.

7. Как известно, больше всего разнообразного инструмента (сверл, метчиков, резцов) требуется станочникам и значительно меньше рабочим кузнечно-трубного отделения. В проекте же инструментальное отделение находится напротив кузнечно-трубного и вдали от станочного отделения.

8. В проекте мастерских отсутствует централизованная разводка сжатого воздуха и электрической энергии низкого напряжения к рабочим местам, что не дает возможности слесарям применять различные пневматические и электриче-

ские инструменты. Кроме того, в проекте отсутствует централизованная разводка ацетилена и кислорода.

9. В проекте предусмотрен горизонтально-фрезерный станок. Такой станок не может производить фрезеровку деталей под углом (нарезка спиралей, конических зубчатых передач и т. п.). Поэтому его необходимо заменить универсально-фрезерным станком, имеющим поворотный стол.

При производстве работ по наладке ремонта арматуры на одной из станций высокого давления Мосэнерго была произведена перепланировка ремонтных мастерских (рис. 2), что дало возможность:

сосредоточить металлорежущие станки по группам, облегчив тем самым их обслуживание и сократив количество рабочих (многостаночное обслуживание);

выделить специальное арматурное отделение (64 м²), оснастив его необходимыми приспособлениями, что дало возможность организовать централизованный ремонт арматуры;

выделить слесарное отделение площадью 96 м², расположив его по всей левой стороне механического цеха; в самом слесарном отделении выделены в отдельную группу оборудование и стелды, необходимые для ремонта вращающихся механизмов;

организовать специальное термическое отделение с установкой по азотированию;

организовать централизованную заточку инструментов, выделив заточные станки в отдельное помещение — шлифовальное отделение.

В связи с тем, что проект этой перепланировки составлялся для электростанции, находящейся в пусковом периоде, и часть станков была уже получена, сделать полную, наиболее рациональную перепланировку было практически невозможно. Тем не менее даже произведенная перепланировка показывает, каким путем возможно переделать проект Теплоэлектропроекта с тем, чтобы ремонтные мастерские могли обеспечить надежную работу оборудования электростанций.

Вывод

Проект Института «Теплоэлектропроект» «Центральные ремонтные мастерские электростанций» не может служить полноценной производственной базой электростанций и должен быть срочно переработан.



Комплексная механизация работ по возведению железобетонного каркаса главного корпуса тэц¹

Инж. Ф. Ф. Довгер

В настоящее время теплоэлектропроектом разработаны схемы комплексной механизации работ по возведению железобетонного каркаса главного корпуса тэц. Общая длина корпуса 84 м. Продольный шаг колонн 6 м. Каркас состоит из двух однопролетных многоэтажных рам деаэрационного и бункерного отделений и железобетонного каркаса фасадной стены машинного зала. Арматура каркаса запроектирована в виде несущих пространственных каркасов, рассчитанных на нагрузки от собственного веса каркаса, веса свежесложенного бетона и монтажной нагрузки при производстве работ.

Монтажные работы

Для ускорения работ арматурный каркас главного корпуса разбивается на монтажные блоки.

Весь каркас состоит из 1 483 марок элементов конструкций. Из этих элементов собирают 252 блока²; 24 элемента конструкций остаются несблокированными. Максимальный вес блока каркаса — 8,6 т, а вес блока бункера — 10 т. Общий вес конструкций — 1 160 т.

¹ Печатается в порядке обсуждения. Ред.

² См. А. И. Берман и М. Н. Процаев, «Электрические станции», 1955, № 2.

Укрупнение конструкций в монтажные блоки производится на сборочной площадке, расположенной со стороны временного торца главного корпуса (рис. 1). Механизация работ на укрупнительной площадке производится при помощи автомобильного крана К-51 и козлового крана К-122 грузоподъемностью 12 т. Автомобильный кран используют главным образом на разгрузке арматурных каркасов, пакетов, опалубки и арматуры, а также на сортировке и подборке элементов конструкций.

Учитывая, что для сборки блоков технологического оборудования применяют порталный кран грузоподъемностью 20 т, для уменьшения количества кранов на площадке рекомендуется использование указанного крана вместо козлового К-122; при отсутствии автомобильного крана К-51 его можно заменить гусеничным краном Э-505.

Для монтажа каркаса разработаны три схемы комплексной механизации.

Схема 1. Монтаж арматурно-опалубочных блоков каркаса фасадной стены машинного зала, деаэрационного и бункерного отделений производится башенным краном УБК-15-49.

Схема 2. Монтаж арматурно-опалубочных блоков фасадной стены машинного зала производится краном-экскаватором Э-1003, а монтаж

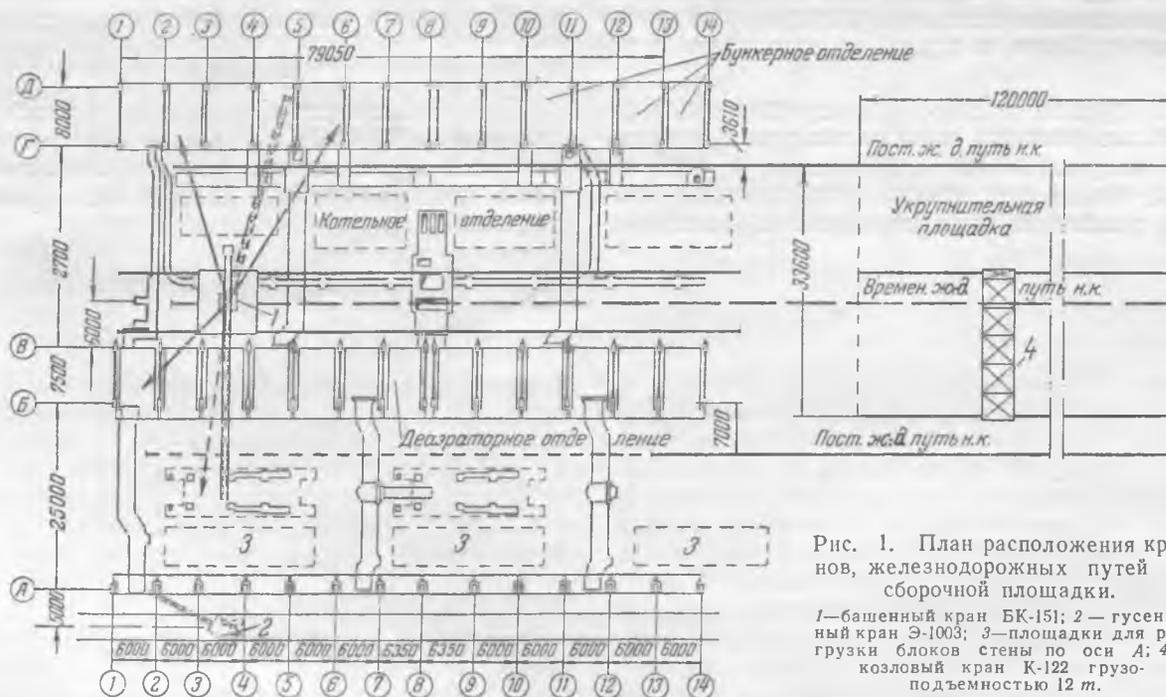


Рис. 1. План расположения кранов, железнодорожных путей и сборочной площадки.

1—башенный кран БК-151; 2—гусеничный кран Э-1003; 3—площадки для разгрузки блоков стены по оси А; 4—козловый кран К-122 грузоподъемностью 12 т.

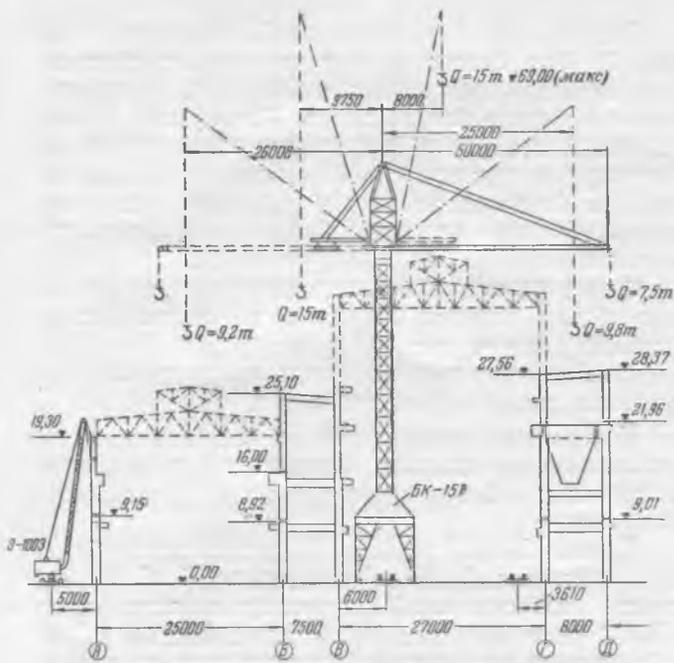


Рис. 2. Расстановка кранов Э-1003 и БК-151.

конструкций деаэрационного и бункерного отделений — башенным краном БК-151. Расстановка кранов дана на рис. 2. Башенный кран БК-151 обеспечивает также монтаж стальных конструкций покрытий котельной и машинного зала.

Схема 3. Монтаж арматурно-опалубочных блоков каркаса фасадной стены машинного зала и конструкций деаэрационного и бункерного отделений производится краном Э-2001.

Схема 1 нереальна потому, что кран УКБ-15-49 промышленностью не изготавливается.

Схема 3 с применением на монтаже каркаса главного корпуса крана Э-2001 неприемлема по следующим соображениям:

а) кран очень громоздок и тяжел; движение крана по насыпному грунту подземной части главного корпуса будет затруднено;

б) из-за недостаточной высоты подъема крюка кран не может производить монтажа стальных конструкций покрытий машинного зала и котельной;

в) из-за недостаточной длины стрелы кран не может монтировать блоки бункеров и блоки повышенной части каркаса бункерного и деаэрационного отделений между осями 1 и 2;

г) в процессе монтажа каркаса необходимо менять длину стрелы крана 40 м на 30 м.

Необходимость применения стрелы длиной 30 м вызывается недостаточной грузоподъемностью крана со стрелой длиной 40 м; вместе с тем стрела длиной 40 м необходима для монтажа каркаса надбункерной галереи.

Наиболее приемлемой является схема 2 с применением на монтаже арматурно-опалубочных блоков каркаса деаэрационного и бункерного отделений башенного крана БК-151, а на монтаже арматурно-опалубочных блоков фасадной стены машинного зала крана экскаватора Э-1003.

К работам по монтажу арматурно-опалубочных блоков надземного каркаса приступают по мере готовности фундаментов под колонны; работы ведут захватками одновременно по всему

поперечнику здания, в направлении от постоянного торца к временному.

Здание разбивается на две захватки. Первая захватка между осями 1 и 8 и вторая — между осями 8—14.

Работы на второй захватке производят после окончания работ и освобождения механизмов на первой захватке.

В пределах каждой захватки работы по монтажу арматурно-опалубочных блоков каркаса ведутся одновременно. Монтаж блоков каркаса фасадной стены машинного зала производится кранами, не работающими при монтаже блоков деаэрационного и бункерного отделений. Вследствие этого совмещение монтажных работ по каркасу стены должно осуществляться полностью, без перерыва в работе.

Каркас бункерного отделения выполняют в следующей последовательности: монтируются конструкции первого этажа, которые затем бетонируются; после того как бетон конструкций первого этажа достигнет прочности, равной 70% от проектной, на это перекрытие устанавливаются краном БК-151 блоки бункеров.

Нагрузку от блоков бункеров необходимо передавать через жесткие подкладки на три балки перекрытия. Монтаж блоков каркаса второго этажа производится одновременно с установкой на перекрытие блоков бункеров. После монтажа блоков второго этажа производится его бетонирование. Подвешивание блоков бункеров к конструкциям перекрытия бункерного отделения и бетонирование их производится после достижения бетоном прочности 70% от проектной. В последнюю очередь производится монтаж и бетонирование конструкций надбункерной галереи.

Такая последовательность возведения каркаса бункерного отделения обеспечивает механизацию работ по возведению бункеров принятыми в схемах механизмами. Другой порядок монтажа каркаса бункерного отделения потребует применения для монтажа конструкций бункеров дополнительных механизмов.

Монтаж арматурно-опалубочных блоков деаэрационного и бункерного отделений ведется совмещенно. Для избежания простоев крана необходимо монтаж блоков каркаса деаэрационного отделения тщательно согласовать во времени с монтажом блоков каркаса бункерной, с использованием времени, потребного для затвердевания бетоноконструкций первого и второго этажей бункерной, на монтаж блоков деаэрационного отделения.

Устойчивость и прочность арматурных каркасов деаэрационного отделения дают возможность монтажа их сразу на всю высоту. Решение этого вопроса зависит от метода укладки бетона. При укладке бетона кранами монтаж конструкций ведется, как описано выше, — поэтажно.

При укладке бетононасосами монтаж конструкций ведется сразу на высоту всех этажей.

Бетонные работы

Укладка бетона в конструкции каркаса главного корпуса тэц в объеме:

машинный зал 276 м³
 деаэрационное отделение . 1169 м³
 бункерное отделение . . . 1530 м³

может быть произведена по следующим схемам.

Схема 1. Укладка бетона в конструкции фасадной стены машинного зала производится краном Э-1003; в конструкции деаэрационного отделения — башенным краном БК-151 и в конструкции бункерного отделения — башенным краном СБК-1.

Схема 2. Укладка бетона в конструкции фасадной стены машинного отделения производится краном Э-1003, а в конструкции бункерного и деаэрационного отделений — двумя бетононасосами С-296.

Схема 3*. Укладка бетона в конструкции фасадной стены машинного зала производится краном Э-1003; в нижней части конструкции бункерного и деаэрационного отделений — бетононасосом С-252 и в верхней — краном БК-151.

Во всех трех схемах бетонирование каркаса фасадной стены машинного зала производится краном Э-1003. Производить укладку бетона в каркас указанной стены бетононасосом нецелесообразно ввиду небольшого объема бетона.

Из трех предложенных схем комплексной механизации укладки бетона в конструкции бункерного и деаэрационного отделений наиболее приемлемой следует считать схему 1, т. е. укладку бетона кранами. Преимуществом этой схемы являются простота и надежность кранов в работе.

Наряду со схемой 1 можно применить схему 3 — бетонирование конструкций деаэрационной и бункерной в нижней их части бетононасосом С-252 и в верхней — краном БК-151. В этом случае бетононасос С-252 следует установить на земле, около бункерной, у оси 8 (рис. 3). С этой позиции при помощи бетононасоса можно забетонировать помещение бункерного отделения до отметки 20,97 м и деаэрационного отделения — до 13,97 м. Конструкции выше этих отметок будут забетонированы краном БК-151, который к этому времени закончит монтаж блоков каркаса.

Бетонирование деаэрационного и бункерного отделений двумя бетононасосами по схеме 2 вообще возможно, но является сложным делом, требующим тщательной увязки и согласованной работы насосов. При работе с двумя бетононасосами необходимо применять бетононасосы С-296, так как установка бетононасоса С-252 на перекрытии бункерного и деаэрационного отделений невозможна из-за недостаточной прочности конструкций перекрытия.

Расстановка бетононасосов С-296 показана на рис. 3. Над бетононасосом устраивают деревянную эстакаду для заезда самосвалов, подающих бетон в бункер бетононасоса. Перекрытия первого этажа деаэрационного и бункерного отделений бетонировать при помощи бетононасоса 1. В дальнейшем бетононасосы 1 и 2 работают в цепи последовательно, подавая бетон в конструкции верхних этажей.

Схема разводки бетоноводов по перекрытиям и разбивка каркаса бункерной на ярусы бетонирования дана на рис. 4. Так же производится разводка бетоноводов и разбивка на ярусы бетонирования деаэрационной этажерки.

К главному корпусу бетон доставляют автомобилями-самосвалами, причем его немедленно выгружают в бады или в приемный бункер бетононасоса.

Краны Э-1003 и БК-151 укладывают бетон при помощи вибробадь емкостью 1,5 м³. Вследствие недостаточной грузоподъемности кран СБК-1 не может поднять бадью емкостью 1,5 м³ с бетоном и укладывает бетон при помощи вибробадь емкостью 0,6 м³.

Бетонирование колонн производится сбоку (рис. 5). В опалубке колонн через 2 м по высоте предусматриваются отверстия размером 1,1 × 0,5 м. В отверстия вставляют лоток, в который бетон выгружают из вибробадьи или бетоновода, затем бетон стекает в колонну.

Обслуживание мест укладки производится с люльки, которая подвешивается на кронштейнах, приваренных через 2 м по высоте к уголкам каркаса колонны. Уплотнение бетона в колоннах производится вибраторами И-21, которые заводятся в колонну с перекрытия или через отверстия в боковой грани колонны.

Уплотнение бетона в густо армированных местах, а также в ригелях и балках производится

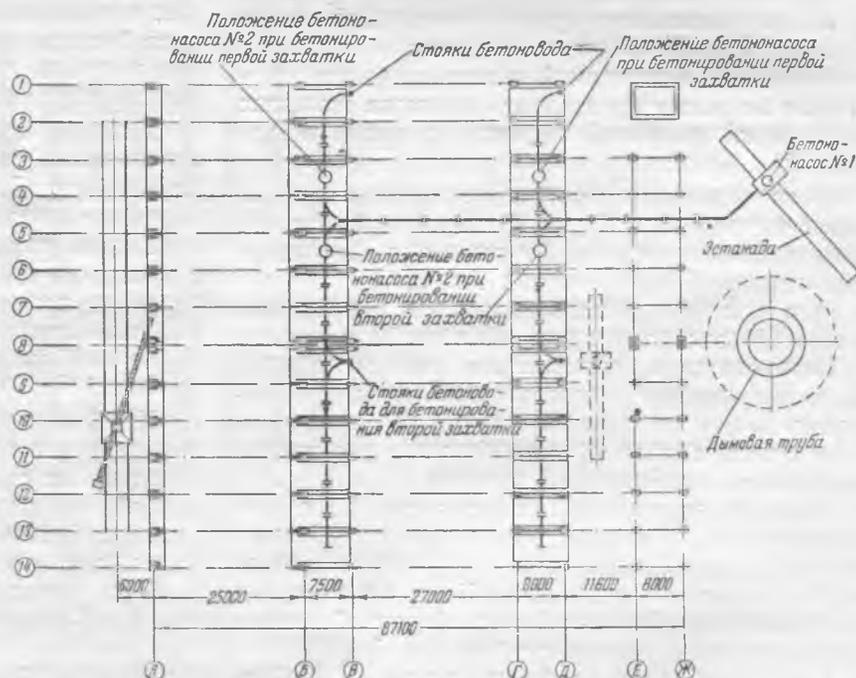


Рис. 3. Расстановка бетононасосов С-296.

Пунктиром показано положение бетононасоса С-252 при бетонировании одним бетононасосом.

* Схема 3 предлагается в дополнение к разработанным Теплоэлектротропоектом схемам 1 и 2.

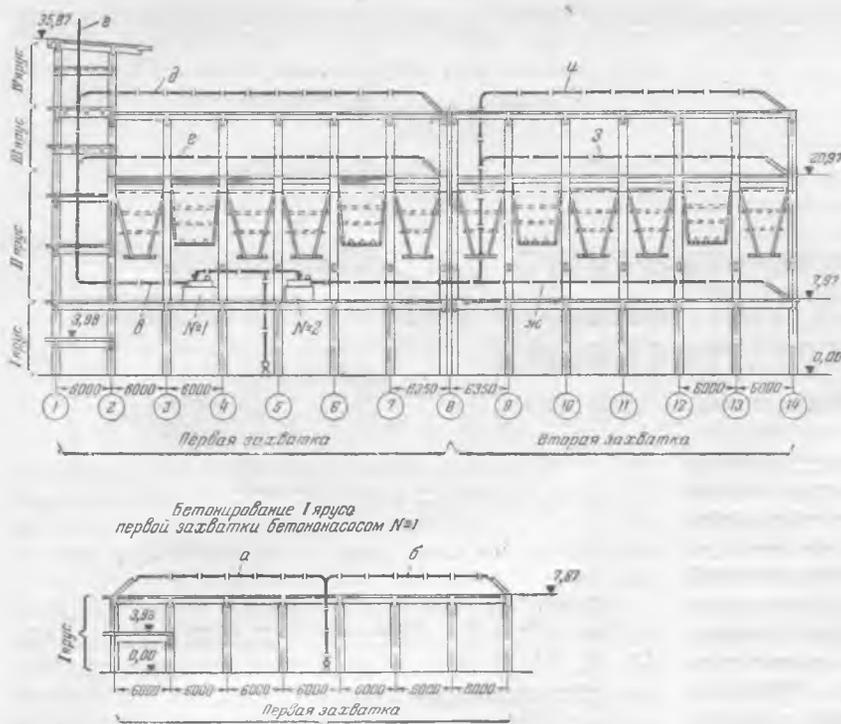


Рис. 4. Схема разбивки бункерного отделения на захваты, ярусы бетонирования и порядок перестановки бетоновода по ярусам бетонирования. При бетонировании одним бетононасосом С-252 бетоноводы *д*, *и* и *е*, а также бетононасосы 1 и 2 не монтируются.

вибратором И-50. Уплотнение бетона в плитах производится площадочным вибратором И-7.

Состав комплекта машин в схемах

Схемами комплексной механизации предусматривается выполнение следующих работ:

1. Погрузка автокраном К-32 на железнодорожные платформы или автомашины на складе готовой продукции арматурных каркасов, пакетов опалубки и арматуры.
 2. Транспорт по железной или автогужевой дороге арматурных каркасов, опалубки и арматуры со склада готовой продукции на площадку укрупнительной сборки каркасов в блоки.
 3. Разгрузка и сортировка автокраном К-51 арматуры каркасов, пакетов опалубки и арматуры на площадке укрупнительной сборки.
 4. Сборка козловым краном К-122 арматурных каркасов в монтажные блоки.
 5. Погрузка козловым краном К-122 на железнодорожные платформы монтажных блоков, подача их мотовозом под монтаж и разгрузка блоков у мест монтажа.
 6. Монтаж каркаса кранами, принятыми в схемах.
 7. Транспорт бетона от бетонного завода к объекту на автомобилях в бадах и самосвалах.
 8. Укладка бетона при помощи кранов или бетононасосов.
 9. Распалубка конструкций каркаса, спуск на землю щитов опалубки и приспособлений.
- Производительность кранов Э-1003 и БК-151 на монтаже каркасов составляет 16 т в смену. Наибольший объем монтажных работ — 1070 т

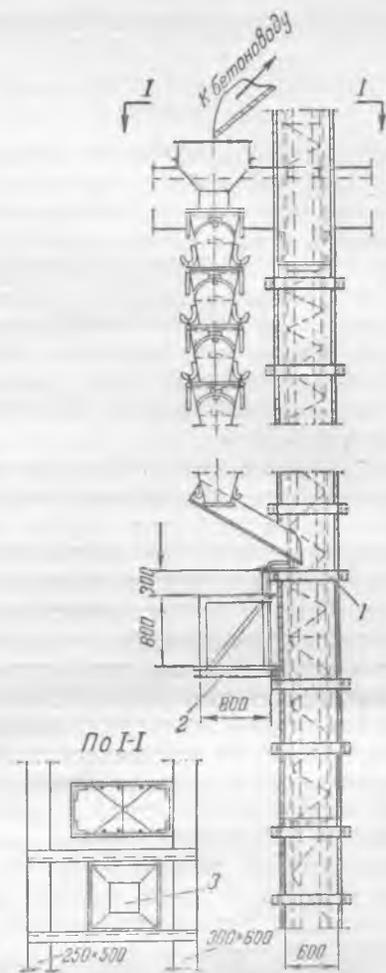


Рис. 5. Детали укладки бетона в колонны. 1 — усиленный хомут опалубки; 2 — подвесная люлька; 3 — бункер для бетона.

падает на кран БК-151. Потребное количество краносмен — 67.

Производительность кранов на укладке бетона:

- а) кран-экскаватор Э-1003 и башенный кран БК-151 с бадьями емкостью 1,5 м³ — 60 м³ в смену;
- б) башенный кран СБК-1 с бадьей емкостью 0,6 м³ — 35 м³ в смену;
- в) производительность бетононасоса С-296 на укладке бетона — 50 м³ в смену;
- г) производительность бетононасоса С-252 — 120 м³ в смену.

Потребное количество краносмен для выполнения бетонных работ:

- а) бетонирование краном-экскаватором Э-1003 каркаса фасадной стены машинного зала — 5 краносмен;
 - б) бетонирование башенным краном БК-151 каркаса деаэраторного отделения — 20 краносмен;
 - в) бетонирование башенным краном СБК-1 каркаса бункерного отделения — 44 краносмены.
- При укладке бетона в деаэраторную и бункерную этажерки бетононасосами С-296 потребуется 54 машиносмены.

При укладке бетононасосом С-252 в конструкции нижней части каркаса бункерной и деаэраторной требуется 17 машиносмен бетононасоса и для укладки в верхнюю часть этих конструкций краном БК-151 требуется 13 краносмен.

Определение экономического распределения реактивных нагрузок методом эквивалентной электростанции

Инж. А. С. Галактионов

Во многих энергосистемах не дооценивается необходимость экономического распределения реактивных нагрузок между электростанциями. Некоторые крупные энергосистемы не составляют диспетчерского задания по реактивной мощности, не прогнозируют совмещенного графика ее потребления и отрицают необходимость телеизмерения реактивной мощности с электростанций. Во многих энергосистемах ограничиваются заданием электростанциям только графика напряжения на генераторных шинах, что, конечно, не предопределяет правильного использования генерирующих реактивную мощность агрегатов. В результате имеет место совершенно произвольное распределение реактивной мощности между электростанциями, приводящее к значительному увеличению общих потерь электроэнергии в сетях.

Отсутствие оперативного контроля за реактивными нагрузками электростанций приводит к недоиспользованию всех возможностей по максимальной загрузке генераторов реактивной мощностью, что в энергосистемах, ощущающих дефицит реактивной мощности, является недопустимым.

Поэтому при решении задачи рационального производства и распределения реактивной мощности следует исходить из следующих основных положений.

1. Определения пределов изменения реактивной нагрузки отдельных генераторов и электростанций в целом.

2. Экономического распределения реактивных нагрузок при задании диспетчерского графика и оперативного корректирования этого графика диспетчером.

3. Организация контроля за выполнением диспетчерского задания на электростанциях.

В вопросе генерирования и распределения реактивных мощностей трудности решения задачи оптимального распределения нагрузок между электростанциями в известной степени подавляют интерес работников диспетчерских служб к этому важному вопросу эксплуатации энергосистем.

Следует отметить, что располагаемая реактивная мощность, а также экономическое распределение реактивных нагрузок, зависят от ряда факторов, в том числе от уровня напряжения, вследствие чего всегда может иметь место отклонение фактического режима от расчетного. Но это обстоятельство не должно препятствовать заданию графиков реактивной нагрузки, так как

при пользовании общепринятым методом распределения активных нагрузок также допускают некоторые условности, и расчетные данные не вполне точно совпадают с фактическим результатом.

Ниже, на основании ранее опубликованных работ (В. В. Болотов, В. М. Горнштейн, И. М. Маркович и др.) показано, что вопросы распределения реактивных нагрузок практически легко разрешимы, если известны исходные параметры сети энергосистемы и проведены элементарные расчеты для упрощения и приведения сети к простейшей конфигурации радиального типа.

К сожалению, все известные в практике аналитические и графические методы экономического распределения реактивных нагрузок недостаточно удобны для пользования в оперативной работе диспетчера, и поэтому, несмотря на теоретическую строгость, теряют в некоторой степени практическую ценность и плохо прививаются в диспетчерских службах даже крупных энергосистем.

Изложенный ниже способ экономического распределения реактивных нагрузок между электростанциями, не претендуя на теоретическую строгость и абсолютную точность результата, является попыткой решить задачу таким образом, чтобы наряду с получением результатов, близко приближающихся к оптимальным значениям, не создавались бы серьезные осложнения в практической деятельности дежурного диспетчера энергосистемы.

Следует особо отметить, что ценность метода экономического распределения нагрузок значительно повышается, когда первоначальный расчет или задание, сделанные для предполагаемого общего графика нагрузки, могут быстро и оперативно корректироваться диспетчером энергосистемы.

Определение минимума потерь при распределении заданной реактивной нагрузки между электростанциями

Минимум потерь в сети при распределении нагрузок между двумя электростанциями определяется следующим образом. Предполагаем, что постоянная составляющая сетевых потерь, образуемая из потерь намагничивания электрических машин и трансформаторов, утечками изоляции и другими причинами, независимыми от тока на-

грузки, из дальнейшего рассмотрения исключается. Для этой цели рассмотрим простейшую схему, приведенную на рис. 1.



Рис. 1.

Если напряжения $U_1=U_2=\text{const}$, то величина потерь при передаче реактивных мощностей Q_1 и Q_2 определится из выражения

$$\omega = \omega_1 + \omega_2 = \frac{Q_1^2}{U^2} R_1 + \frac{Q_2^2}{U^2} R_2.$$

Относительный прирост потерь для каждой электростанции определяется частными производными потерь по Q .

$$l_1 = \frac{2Q_1}{U^2} R_1 \quad \text{и} \quad l_2 = \frac{2Q_2}{U^2} R_2.$$

Из известного условия минимума потерь

$$l_1 = l_2 = |\lambda|,$$

подставляя вместо l_1 и l_2 их значения, можем вывести

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{Q_2}{Q_1}.$$

Следовательно, неизменным условием распределения нагрузок между электростанциями, при котором достигается минимум потерь, является равенство относительных приростов потерь в транзитах от обеих электростанций.

Одновременно заметим, что распределение суммарной реактивной нагрузки между двумя электростанциями должно производиться обратно пропорционально величинам активных сопротивлений транзитов, связывающих эти электростанции с центром потребления.

Для удобства вычислений, зная, что

$$Q = Q_1 + Q_2,$$

можем написать соотношения

$$Q_1 = \frac{R_2}{R_1 + R_2} Q \quad \text{и} \quad Q_2 = \frac{R_1}{R_1 + R_2} Q. \quad (1)$$

Интересно отметить, что полученные при подобном распределении нагрузок между двумя электростанциями минимально возможные суммарные потери имела бы некоторая эквивалентная электростанция при передаче от нее к центру потребления суммарной реактивной мощности $Q=Q_1+Q_2$ по линии электропередачи, имеющей общее эквивалентное сопротивление, равное сопротивлению двух параллельных ветвей R_1 и R_2 , т. е.

$$R_{\text{экв}} = \frac{R_1 R_2}{R_1 + R_2}. \quad (2)$$

Относительный прирост потерь для эквивалентной электростанции при этом составил бы:

$$l_{\text{экв}} = \frac{2Q}{U^2} R_{\text{экв}}. \quad (3)$$

Подставляя вместо $R_{\text{экв}}$ и Q их значения из формул (1) и (2), получаем:

$$l_{\text{экв}} = \frac{2Q_1 R_1}{U^2} = \frac{2Q_2 R_2}{U^2},$$

что означает $l_{\text{экв}} = l_1 = l_2 = \lambda$.

Одновременно получаем:

$$Q_1 = \frac{R_{\text{экв}}}{R_1} Q \quad \text{и} \quad Q_2 = \frac{R_{\text{экв}}}{R_2} Q.$$

Это обстоятельство позволяет сделать практический вывод, заключающийся в том, что для нахождения минимальных суммарных потерь транзита энергии от двух электростанций достаточно рассчитать потери для эквивалентной электростанции, а для определения экономического распределения нагрузок — вычислить относительный прирост потерь эквивалентной электростанции, которому должны быть равны относительные приросты потерь от каждой отдельной электростанции.

Последнее весьма удобно использовать при графическом расчете оптимального распределения нагрузок.

Выведенное для двух генераторных электростанций равенство относительных приростов потерь некоторому значению $\lambda = l_{\text{экв}}$, как необходимое и достаточное условие минимума суммарных потерь справедливо для трех и более электростанций, радиально связанных с центром потребления в энергосистеме.

Основываясь на этом, можем написать в общем виде формулу определения экономической нагрузки для любой n -й электростанции (при радиальной сети)

$$Q_n = \frac{l_{\text{экв}} \cdot U^2}{2R_n} = \frac{R_{\text{экв}}}{R_n} Q. \quad (4)$$

Для иллюстрации на рис. 2 показан графический способ определения экономических нагрузок для трех генераторных электростанций, имеющих сопротивление до центра потребления $R_1=1$, $R_2=2$, $R_3=3$, и реактивную нагрузку потребления $Q=6$ при условии $U_1=U_2=U_3=1$.

Экономические нагрузки: $Q_1=3,27$; $Q_2=1,64$ и $Q_3=1,09$.

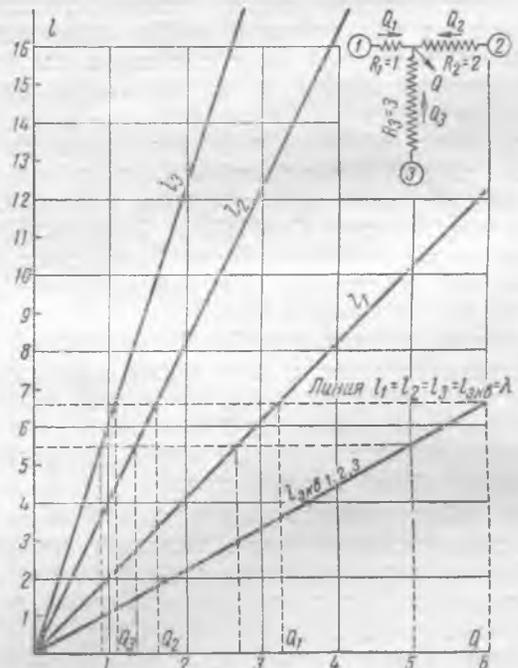


Рис. 2.

Практические приемы расчета экономического распределения реактивных нагрузок между электростанциями

При наличии в энергосистеме более двух генераторных электростанций порядок распределения нагрузок между ними, обеспечивающий минимальные сетевые потери, может быть следующий (для случая, когда отсутствует отсос нагрузки с шин электростанций и на пути транзита).

1. Схема энергосистемы приводится к радиальному виду с общим центром нагрузки (иногда это удастся осуществить, приняв сравнительно малопротяженную, но разветвленную сеть в центральной части энергосистемы условно за шины последней, куда радиально вливают энергию наиболее удаленные электростанции; такая условность не вносит большой погрешности в расчет).

2. Все электростанции объединяются в одну эквивалентную с нагрузкой Q .

3. Для эквивалентной электростанции определяется относительный прирост потерь и эквивалентное сопротивление из формулы (3) и из равенства

$$\frac{1}{R_{эв}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n}$$

4. Определяются относительные приросты потерь для каждой электростанции.

5. Определяется экономическая загрузка каждой электростанции графическим путем или аналитически — по формуле (4) для каждого значения общей нагрузки потребления.

Электростанции, подключенные вблизи центра потребления, и синхронные компенсаторы (см. последний раздел) из расчета исключаются, так как загрузка их реактивной мощностью должна производиться, как правило, до предела, если не имеется каких-либо ограничивающих обстоятельств (например, по уровню напряжения, пропускной способности оборудования и т. п.).

Следовательно, расчетная суммарная нагрузка, распределяемая между электростанциями, определяется как разность между совмещенной реактивной нагрузкой энергосистемы и нагрузкой генераторов и синхронных компенсаторов, исключаемых из расчета.

Определив в абсолютных величинах распределение нагрузок между электростанциями, следует это распределение показать в процентном отношении, приняв $Q = 100\%$. Например, для случая, представленного на рис. 2, для трех электростанций, определяют: $Q = 100\%$; $Q_1 = 54,0\%$; $Q_2 = 27,5\%$; и $Q_3 = 18,5\%$.

В таком соотношении будет сохраняться распределение нагрузок между этими электростанциями при любом значении суммарной нагрузки Q (последнее справедливо лишь для случая, когда характеристики $I_n = f(Q)$ всех электростанций исходят из общей нулевой точки).

Это обстоятельство, значительно облегчающее практические расчеты, вытекает из прямолинейности характеристик относительных приростов потерь. Пользуясь этим свойством, можно построить для определенной схемы энергосистемы семейство характеристик $I_n = f(Q)$, по которым при помощи характеристики $I_{эв} = \varphi(Q)$ быстро

определяется распределение нагрузок между электростанциями, что позволяет дежурному диспетчеру без сложных предварительных вычислений корректировать реактивные нагрузки на электростанциях.

Для удобства оперативной работы регистрации фактических нагрузок на диспетчерском пункте следует вести по форме, указанной в таблице, в которой выделяется: реактивная нагрузка электростанций, подключенных к центру энергосистемы и постоянно загружаемых до предела (обычно городские электростанции и синхронные компенсаторы на подстанциях); часть общей нагрузки потребления, передаваемой на удаленные электростанции, а также распределение нагрузок между последними.

Часы	Загружать полностью					Загружать в процентном отношении					Всего по энергосистеме		
	Городские электростанции					Удаленные электростанции							
	№ 1	№ 2	№ 3	СК	Всего	№ 4	№ 5	№ 6	Всего (100%)	Задано	Фактически		
0	2	3	5	5	20							20	25
1	2	3	5	5	20	20	20	24	36	80	80	100	100
2	2	3	5	5	20	20	15	18	27	55	60	75	80

При отклонении общей нагрузки энергосистемы от ожидаемой величины диспетчер при помощи графика (рис. 2 или приведенный ниже — рис. 4) легко определяет экономическое распределение между электростанциями реактивных нагрузок для нового значения Q , перемещая линию 2 равных значений относительных приростов потерь и определяя точки ее пересечения с характеристиками отдельных электростанций.

Если параметры транзитной сети резко изменяются (при выводе из работы отдельных сетевых элементов и генераторов), то на этот случай службой режимов строятся новые характеристики относительных приростов для отдельных электростанций (изменяется их наклон по отношению к осям).

Однако при этом нельзя забывать, что в некоторой степени изменится также и наклон характеристики эквивалентной электростанции $I_{эв} = \varphi(Q)$.

Весьма удобно для оперативной работы пользоваться предложенной В. В. Андреевым¹ компактной номограммой при условии нанесения на нее шкалы $I_{эв} = \varphi(Q)$ (рис. 3), что не было учтено автором предложения.

На номограмме путем вертикального перемещения горизонтальной линейки, также весьма просто определять искомое экономическое распределение суммарной мощности между многими генерирующими точками.

На графиках с наклонными характеристиками и номограммах следует указывать возможные

¹ „Электрические станции“, 1946, № 3.

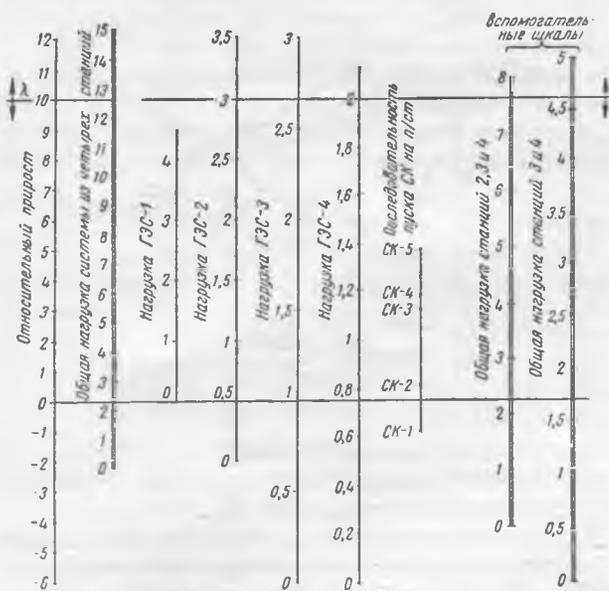


Рис. 3.

пределы изменения реактивной мощности электростанции (или генераторов), которые зависят от токов статора и ротора, предельных значений напряжения на линиях электропередачи, генераторных шинах или трансформаторах, а также от пропускной способности оборудования распределительных устройств и т. п.

Если одна из наиболее экономичных электростанций полностью использована по реактивной мощности, то дальнейшее распределение нагрузок между оставшимися электростанциями должно вестись только с учетом их характеристик. Характеристика эквивалентной электростанции (только для электростанций, участвующих в распределении) также изменится. На рис. 4 представлен подобный универсальный график на котором нанесены эквивалентные характеристики не

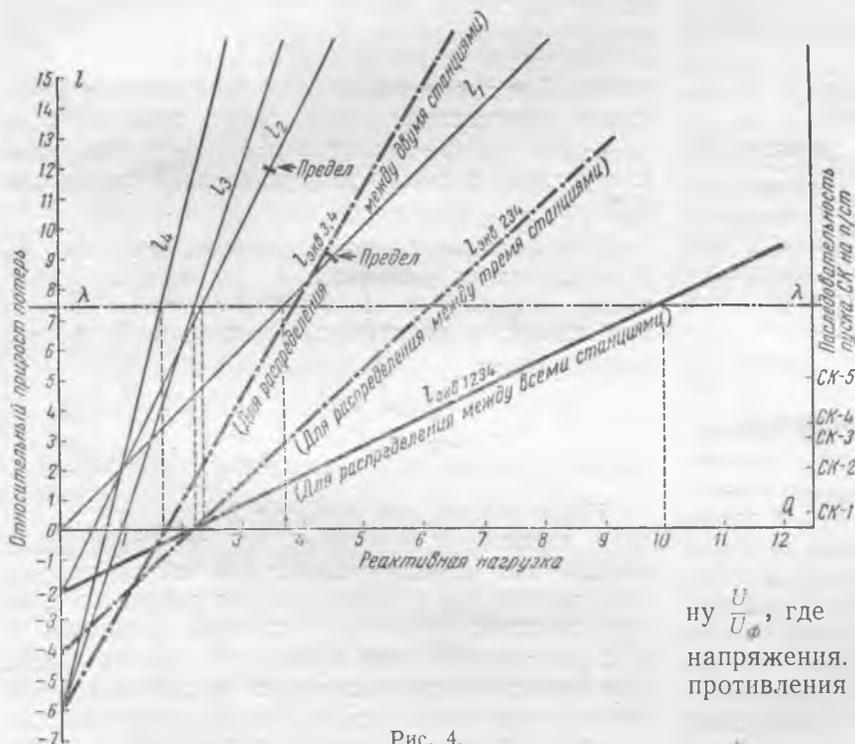


Рис. 4.

только для всех четырех, но также и для двух и трех электростанций. Этим следует руководствоваться для оптимального распределения нагрузок, в случае использования возможностей, сначала первой, а затем второй электростанций.

Учет некоторых погрешностей и особенностей режима и схем сети

Изложенный выше способ расчета исходит из положений, что реактивные нагрузки распределяются по приемному концу транзитных линий; напряжения на всех транзитных линиях равны; все электростанции соединяются радиально в точке потребления реактивной энергии и не имеют отсоединенных нагрузок на генераторных шинах и на пути транзита энергии; линии не имеют емкости.

В реальных условиях все перечисленные отклонения от упрощенного расчетного режима имеют место и в той или иной степени влияют на точность результатов вычислений.

В первую очередь следует отметить, что в действительности в линиях электропередачи, трансформаторах, реакторах и генераторах будет происходить потеря реактивной мощности, зависящая не только от передаваемой реактивной мощности Q_n , но и от передаваемой активной мощности.

Вследствие этого не будет иметь места равенство реактивных нагрузок на приемном (Q_0) и передающем конце (Q_n) одной и той же линии, что видно из соотношения

$$Q_n = Q_0 + \frac{P^2 + Q_0^2}{U^2} \cdot x.$$

При больших значениях полной передаваемой мощности и большом реактивном сопротивлении потери реактивной мощности становятся соизмеримыми с мощностями электропередачи.

В свете сказанного вполне понятно требование об организации учета поступающей в энергосистему реактивной мощности на приемных концах длинных линий электропередачи, что является одним из условий возможности правильного оперативного распределения реактивных нагрузок.

Допущение в расчетах равенства напряжений всех электростанций и в центре потребления нагрузки энергосистемы не вносит серьезной погрешности в результаты вычислений. Однако в некоторых случаях необходимо учитывать разницу напряжений передающего и приемного конца линий, что можно осуществить путем некоторой корректировки сопротивления линий на величину

$\frac{U}{U_\phi}$, где U_ϕ — фактическая средняя величина напряжения. Уточненное значение активного сопротивления при этом составит:

$$R_\phi = \left(\frac{U}{U_\phi}\right)^2 R.$$

В тех случаях, когда при упрощении схемы энергосистемы не удается получить эквивалентную схему чисто радиального вида без отсосов нагрузки на генераторных шинах и на пути транзита, следует поступать в указанной ниже последовательности.

Определив сумму всех реактивных нагрузок местных районов электростанций

$\left(\sum_1^n Q_p\right)$ и рассчитав экономическое распределение общего реактивного потребления, уменьшенного на суммарную величину отсосов нагрузки с шин электростанций, к расчетной нагрузке прибавляют нагрузку местного отсоса $Q_{p.n}$.

Результирующая экономическая нагрузка электростанции определится из формулы

$$Q_n = \frac{R_{акв}}{R_n} \left(Q - \sum_1^n Q_p \right) + Q_{p.n}$$

Если, кроме отсосов нагрузки с шин электростанций, имеются промежуточные отсосы вдоль линий электропередачи, то следует производить общий расчет, учитывающий влияние на результат обоих видов отсосов.

Для учета влияния отсосов нагрузки вдоль линии на экономическое распределение следует выяснить, каким образом наличие отсосов отражается на относительном приросте потерь радиальной цепи.

Используя рис. 5 и полагая, что отсосы нагрузки являются неизменными величинами, определяем относительный прирост для первой электростанции

$$I_1 = \frac{\partial w_1}{\partial Q_1} = \frac{2}{U^2} [Q_1 R_1 - (Q_{p11} r_{234} + Q_{p12} r_{34} + Q_{p13} r_4)]$$

где Q_1 — нагрузка электростанции;

Q_p — отсосы нагрузки в промежуточных пунктах 1, 2, 3;

r — сопротивления участков линий от пунктов 1, 2, 3 до центра потребления.

Учитывая, что отсосы нагрузки приняты постоянными, можем написать:

$$I_1 = \frac{2}{U^2} Q_1 R_1 - L_1 = l_{01} - L_1$$

где

$$L_1 = \frac{2Q_{p11}}{U^2} \cdot r_{234} + \frac{2Q_{p12}}{U^2} \cdot r_{34} + \frac{2Q_{p13}}{U^2} \cdot r_4 = l_{p11} + l_{p12} + l_{p13} \quad (5)$$

Отсюда следует, что при определении относительного прироста потерь для линии электропередачи, имеющей отсосы нагрузок, следует вычислить этот прирост без учета отсосов l_{01} и затем уменьшить его на величину L_n , которая является суммой относительных приростов потерь от отсосов нагрузок, условно принятых за постоянные величины, по отношению к центру потребления.

В случае, если в промежуточном пункте имеется точка, генерирующая постоянную реактивную мощность, ее относительный прирост надо учитывать с обратным знаком.

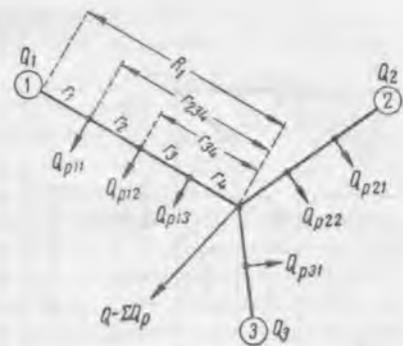


Рис. 5.

При резких изменениях нагрузок в промежуточных точках следует периодически осуществлять корректировку величины L_n .

Для определения l_0 и L_n в случае более сложных и разветвленных схем транзитных сетей требуется специальный расчет потокораспределения при помощи общеизвестных методов.

Вычисленными таким способом относительными приростами потерь с учетом отсосов нагрузки можно оперировать в обычном порядке, как для простейшей радиальной схемы, при условии внесения в характеристики некоторых поправок, обусловленных наличием постоянных членов в выражениях для l .

Особо следует остановиться на приближенном учете емкостного эффекта линий электропередачи высокого напряжения.

Если для линий напряжением ниже 110 кВ допустимо пренебрегать влиянием емкости, то для линий 110 кВ и выше это допущение может значительно исказить результат расчета.

Для выяснения сущности этого вопроса представим линию высокого напряжения, подключенную без нагрузки со стороны энергосистемы. Эта линия благодаря емкостному эффекту генерирует реактивную мощность, зависящую от напряжения и поступающую на приемном конце в энергосистему. Для простоты рассмотрения вопроса изменением напряжения вдоль линии пренебрегаем.

Какие же потери активной энергии связаны с передачей в сеть этой реактивной мощности Q_c ?

Учитывая равномерное распределение емкости и предполагая неизменным напряжение вдоль линии, нетрудно показать, что активные потери для передачи реактивной мощности Q_c в сеть будут равны:

$$w_c = \frac{1}{3} \frac{Q_c^2}{U^2} R = \left(\frac{Q_c}{\sqrt{3}} \right)^2 \frac{R}{U^2}$$

Иначе говоря, эти потери в 3 раза меньше потерь, вызванных передачей той же реактивной мощности от электростанции (по той же линии), или, выражаясь по-другому, они равны потерям при передаче от электростанции мощности в $\sqrt{3}$ раз меньшей, чем зарядная мощность линии. Эту емкостную составляющую реактивной мощности линии можно с небольшой погрешностью условно считать постоянной величиной, не зави-

сящей от нагрузки электростанции, что значительно упрощает дальнейший расчет.

Для определения относительного прироста потерь линии, обладающей емкостью, можно исходить из того допущения, что помимо генерируемой на электростанции реактивной мощности Q_2 от станции в линию постоянно протекает реактивная мощность $\frac{Q_c}{\sqrt{3}}$.

Принимая во внимание это допущение, можем определить потери в линии (в первом приближении):

$$w = \frac{\left(Q_2 + \frac{Q_c}{\sqrt{3}}\right)^2}{U^2} R,$$

откуда
$$l_s = \frac{\partial w}{\partial Q_2} = \frac{2Q_2}{U^2} R + \frac{2Q_c}{\sqrt{3}U^2} R,$$

или
$$l_s = l_2 + L.$$

Это выражение указывает, что при приближенном учете емкостного эффекта линии относительный прирост потерь l_2 для данной линии следует увеличить на величину

$$L_c = \frac{2Q_c}{\sqrt{3}U^2} R. \quad (6)$$

Надо обратить внимание, что при расчете распределения нагрузок с учетом промежуточных пунктов потребления на радиальных линиях не будет сохраняться одно и то же процентное соотношение экономических нагрузок между электростанциями при различных величинах общей нагрузки Q .

Ход расчета также несколько усложняется и производится, например, по схеме, предложенной В. М. Горнштейном, но с дополнительным определением характеристики эквивалентной электростанции. Например, для четырех электростанций расчет может быть следующим (при решении в общем виде).

Руководствуясь обязательными условиями

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 \text{ и } l_1 = l_2 = l_3 = l_4 = \lambda,$$

из выражений для относительных приростов определяем значения экономических нагрузок отдельных электростанций [величины L_1, L_2 и т. п. вычисляются по формулам (5) и (6)]: $Q_1 = \frac{(\lambda + L_1)U^2}{2R_1}$ и т. п., соответственно для других трех электростанций.

Суммируя нагрузки отдельных электростанций, получаем:

$$Q = \frac{U^2}{2} \left(\frac{\lambda + L_1}{R_1} + \frac{\lambda + L_2}{R_2} + \frac{\lambda + L_3}{R_3} + \frac{\lambda + L_4}{R_4} \right).$$

Решая это уравнение относительно λ , определяем:

$$\lambda = \frac{2Q}{U^2} \frac{R_{1234}}{R_{234} + R_{134} + R_{124} + R_{123}} - \frac{L_1 R_{234} + L_2 R_{134} + L_3 R_{124} + L_4 R_{123}}{R_{234} + R_{134} + R_{124} + R_{123}},$$

где $R_{1234}, R_{234} \dots R_{123}$ — произведения соответствующих сопротивлений радиальных цепей.

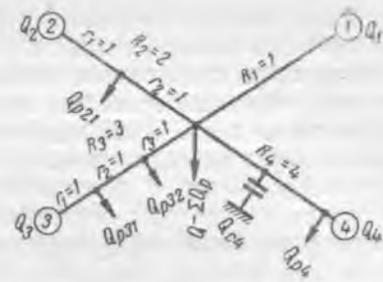


Рис. 6.

Обозначая постоянный член правой части уравнения через $L_{эко}$, при вычислении которого значениям L_1, L_2, L_3 и L_4 придается знак плюс в случае потребления нагрузки и знак минус — в случае генерирования реактивной мощности в промежуточном пункте или при учете емкостного эффекта, а также обозначая коэффициент при Q через $R_{эко}$, получаем упрощенный вид уравнения

$$\lambda = l_{эко} = \frac{2Q}{U^2} R_{эко} - L_{эко},$$

где первый член правой части есть не что иное, как относительный прирост потерь эквивалентной электростанции без учета отсосов нагрузки и емкостей линий [см. формулу (3)].

Придавая Q , а также Q_1, Q_2, Q_3 и Q_4 различные значения, строим характеристики относительных приростов потерь для эквивалентной и отдельных электростанций. Экономические нагрузки определяются в точках пересечений горизонтальной линии с соответствующими характеристиками электростанций.

Приведенная выше на рис. 4 диаграмма с характеристиками относительных приростов потерь дана для расчетной схемы рис. 6 при исходных данных: $U = 1$, нагрузки в соответствующих промежуточных пунктах: $Q_{p21} = Q_{p31} = Q_{p32} = Q_{p34} = 1$. Зарядная мощность четвертой линии $Q_{c4} = 0,43$; полные сопротивления радиальных цепей: $R_1 = 1, R_2 = 2, R_3 = 3, R_4 = 4$.

Таким образом, учитывая изложенное выше, можно сделать заключение о том, что наличие отсосов нагрузки снижает относительный прирост участка сети, а учет емкостного эффекта линий и вливания реактивной мощности в промежуточных пунктах, наоборот, увеличивает значение относительного прироста потерь, делая характеристику электростанции более крутой.

Определение эффективности загрузки и включения синхронных компенсаторов на подстанциях

В практической деятельности диспетчерских служб часто возникают вопросы, что выгоднее: поднять ли реактивную нагрузку на одной из удаленных электростанций, загрузить ли уже работающий синхронный компенсатор, или включить в работу компенсатор, находящийся в резерве на подстанции?

Обычно полностью загружают работающий компенсатор, что в большинстве случаев являет-

ся правильным; часто в первую очередь увеличивают нагрузку на электростанциях, отказываясь от пуска резервных синхронных компенсаторов, мотивируя тем, что включение их связано с потерями холостого хода. Наблюдаются случаи, когда компенсаторы работают в часы сниженного реактивного потребления в режиме недовозбуждения, загружая генераторы электростанций дополнительной реактивной нагрузкой, что с точки зрения снижения потерь явно нецелесообразно.

Для выяснения этих вопросов следует определить относительный прирост потерь, а также удельные потери, связанные с работой компенсатора (рис. 7).

Первоначально рассмотрим режим, когда компенсатор уже включен, и определим целесообразность его загрузки. Предположим, что компенсатор полностью разгружен. Тогда потери, связанные с передачей реактивной мощности Q_p к месту потребления от ближайшего мощного узла питания, составили бы:

$$w_p = \frac{Q_p^2}{U^2} R_p.$$

Загружая компенсатор, получаем дополнительные потери

$$w_{ск} = \frac{Q_{ск}^2}{U^2} R_{ск}.$$

Но одновременно с появлением нагрузочных потерь компенсатора снижаются потери в сети w_p за счет уменьшения Q_p на величину $Q_{ск}$.

Результирующие потери в рассматриваемом сетевом узле при работе компенсатора составят

$$w_{p.ск} = \frac{Q_{ск}^2}{U^2} R_{ск} + \frac{(Q_p - Q_{ск})^2}{U^2} R_p.$$

Относительный прирост потерь, взятый по $Q_{ск}$ считая Q_p постоянной величиной, определится:

$$l_{p.ск} = \frac{\partial w_{p.ск}}{\partial Q_{ск}} = \frac{2}{U^2} Q_{ск} (R_{ск} + R_p) - \frac{2}{U^2} Q_p R_p = l_{ск} - l_p.$$

Обычно эта величина значительно меньше относительного прироста потерь с любой удаленной электростанции.

Несколько иное положение создается при решении вопроса о целесообразности включения компенсатора, так как это связано с появлением дополнительных постоянных потерь холостого хода $w_{х.х}$, которые до этого в энергосистеме отсутствовали.

В этом случае определенный выше $l_{p.ск}$ не будет характеризовать очередность включения компенсатора.

Ясно, что включение компенсатора с малой нагрузкой невыгодно, так как удельные потери на единицу реактивной мощности получаются чрезмерно большими. Следовательно, при сравне-

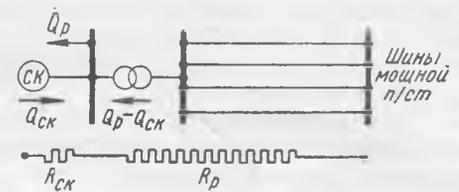


Рис. 7.

нии режимов следует исходить из того, что компенсатор после включения загружается до полной номинальной мощности. Целесообразность пуска компенсатора определяется сравнением удельной величины суммарных его потерь при полной нагрузке, с величиной относительного прироста потерь электростанций, определенного для режима экономического распределения нагрузок между ними.

Если $S_{ск} = \frac{w_{p.ск} + w_{х.х}}{Q_{ск}}$ окажется меньше λ , это укажет на целесообразность включения компенсатора.

На диаграмме рис. 4 $Q = f(l)$ или на номограмме рис. 3 желательно начертить шкалу удельных потерь компенсаторов, указывающую на очередность их пуска.

Надо обратить внимание, что использование генераторов городских электростанций, работающих в центре потребления, в большинстве случаев экономичнее включения синхронных компенсаторов.

Выводы

1. Отнесение вопросов генерирования и распределения реактивных мощностей к второстепенным режимным вопросам, как это принято во многих, даже крупных энергосистемах, учитывая большую экономическую эффективность рационального распределения нагрузок между электростанциями, следует признать необоснованным.

2. Применение практического способа расчета экономического определения реактивных нагрузок электростанций, в основе которого лежит метод относительного прироста потерь и приведение всех электростанций, радиально подключенных к энергосистеме, к эквивалентной, может в значительной степени упростить режимные расчеты в этой области и оперативное использование результатов.

3. Следует отметить, что отдельные радиальные направления сети, имеющие относительно сложную конфигурацию, могут быть приведены к эквивалентной линии простейшего вида, для которой определяется относительный прирост потерь по формуле типа $l = \frac{2}{U^2} QR_{экр} + L_{экр}$, что позволяет применять указанный в статье способ определения экономического распределения реактивных нагрузок для более сложных схем.

□ □ □

Возгорание изоляции обмотки турбогенератора от действия емкостных токов

Инж. А. М. Маринов

Обычно принято считать, что нарушения изоляции обмотки статора могут повлечь за собой три вида повреждений: замыкание на корпус, междуфазовое замыкание и витковое замыкание. Однако в современных высоковольтных турбогенераторах иногда могут возникать иного типа повреждения изоляции обмоток, например от вредного действия емкостных токов.

На одной электростанции произошла тяжелая авария турбогенератора 100 тыс. квт, 15,75 кв, 1 500 об/мин, сопровождавшаяся пожаром в генераторе со значительным повреждением обмотки его статора.

Так как авария не была связана с коротким замыканием в обмотке машины, то ни одна из установленных релейных защит турбогенератора, несмотря на полную их исправность, не действовала.

Расследованием аварии было установлено, что указанный генератор работал с турбиной 85 тыс. квт, т. е. постоянно не догружался по активной мощности. В течение всего периода эксплуатации ток статора не превышал 4 200 а, и напряжение поддерживалось номинальным. Температура статора по заводским термодетекторам не превышала допустимой и до аварии ненор-

мальностей в работе турбогенератора не наблюдалось.

В момент возникновения аварии дежурный машинист, находясь у теплового щита турбины, почувствовал запах гари, увидел дым, а затем через смотровой лючок пламя в турбогенераторе со стороны возбuditеля.

Устройства релейной защиты турбогенератора не действовали, и дежурный персонал отключил агрегат автоматом безопасности турбины и выключателем турбогенератора. Тушение пожара в турбогенераторе было задержано вследствие неисправности установки пожаротушения, и очаг возгорания был погашен только через 14 мин. Турбогенератор имел обмотку статора корзиночного типа (рис. 1), выполненную из двух параллельных ветвей, с соединением фаз в звезду. В статоре 90 пазов; в каждом пазу по два стержня.

Шаг со стороны турбины 1—19, со стороны возбuditеля 1—18. Пожаром была повреждена изоляция лобовых частей обмотки статора со стороны возбuditеля между пазами 59 и 79. Выгорели в разной степени шпигатные бандажи и проложенные между верхним и нижним рядами стержней электрокартонные кольца.

После выемки поврежденных верхних стержней было обнаружено на лобовой части нижнего стержня паза 77, на расстоянии 180 мм от выхода из паза, повреждение изоляции в виде каверны с обожженными краями.

На рис. 2 показан участок лобовой части нижних стержней после выемки из пазов верхних стержней (каверна обведена белой лентой). Здесь видны обгоревшие концы электрокартонных прокладочных колец. Каверна на поверхности изоляции стержня имела диаметр около 12 мм с конусообразным уменьшением к меди. При снятии всего слоя поврежденной изоляции было обнару-

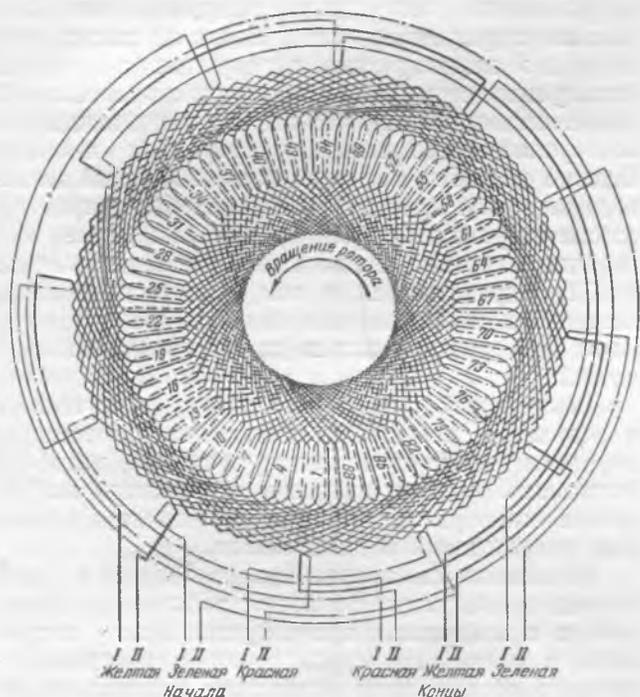


Рис. 1. Схема обмотки статора турбогенератора (вид со стороны возбuditеля) с указанием места каверны.



Рис. 2. Каверна на нижнем стержне (паза 77).

жено, что медный стержень в этом месте сохранил лаковый покров.

Указанное повреждение изоляции нижнего стержня паза 77 находилось под верхним стержнем, уложенным в пазе 76, нижняя часть изоляции которого не была нарушена.

Как уже отмечалось, пожар в турбогенераторе был только со стороны возбудителя, но при тщательном осмотре лобовых частей обмотки статора со стороны турбины также были обнаружены ожоги поверхностного слоя изоляции во многих местах пересечения верхних и нижних стержней — на переходах прямолинейной части стержня в эвольвенту. Ожоги имели круглую форму диаметром до 20 мм на глубину лишь верхних слоев хлопчатобумажной ленты.

На боковых гранях лобовых частей верхних стержней пазов 49 и 50 со стороны турбины, на расстоянии около 200 мм от выхода из пазов, сгорели шпагатный бандаж и киперная лента; имелись также ожоги изоляции, разрушившие верхние слои слюды. Ожоги размером 40×50 мм имели овальную форму.

Лобовые части обмотки как со стороны турбины, так и со стороны возбудителя, вне зоны пожара, имели блестящую лаковую поверхность без следов масла и были монолитными; изоляция их была выполнена из высококачественной микаленты.

Активная сталь статора была в удовлетворительном состоянии и не имела следов действия дуги и оплавлений. Шпагат бандажей, электрокартон и дистанционные прокладки в лобовой части обмотки статора не были пропитаны лаком. Электрокартон имел необработанные после обрезки, неровные края.

Ввиду того, что осмотр не позволил в точности установить причину аварии, было решено провести тщательное наблюдение за состоянием неповрежденной части обмотки статора испытанием приложенным повышенным напряжением промышленной частоты до $1,7 U_n$.

Перед испытанием из турбогенератора были удалены 41 верхних и 19 нижних поврежденных или расположенных вблизи зоны повреждения стержней. Оставшаяся в статоре часть обмотки по своему внешнему виду не вызвала сомнений в исправности.

На время испытаний над турбогенератором был установлен брезентовый шалаш с целью затемнения, а наблюдающие лица расположились внутри расточки статора.

На одну полуветвь желтой фазы обмотки статора было подано от испытательного трансформатора 42 000/267 в мощностью 30 кВА, напряжение 26,8 кВ в течение 1 мин. Испытываемый участок обмотки включал верхние стержни пазов 38, 39, 40 и нижние стержни пазов 56, 57, 58.

Во время испытания в лобовых частях обмотки наблюдались искровые разряды и тление изоляционных материалов, крепящих обмотку. Эти явления были видны со стороны турбины в месте пересечения стержня паза 38, находившегося под напряжением, с заземленным стержнем паза 37.

Сильные разряды наблюдались также со стороны возбудителя на нижнем стержне паза 57 в местах крепления к нему шпагатом электрокар-

тонных прокладочных колец. Разряды наблюдались также с этой же стороны на верхнем стержне паза 40 около электрокартонного кольца ближайшего к стали статора.

Для лучшего наблюдения за возникновением разрядов в лобовых частях обмотки статора испытательное напряжение дважды прикладывалось на эту ветвь ступенями, причем при напряжении 9 кВ наблюдались слабые, периодически возникающие разряды у нижнего стержня паза 57, а при напряжении 15 750 в разряды наблюдались непрерывно в тех же местах, что и во время предыдущего испытания. При повторном опыте и напряжении 9 кВ разряды, возникшие в месте пересечения стержней пазов 37 и 38, усиливались по мере подъема напряжений и при 16 кВ началось тление изоляционных материалов.

По требованию представителя завода-изготовителя ХТГЗ дальнейшие испытания неповрежденной части обмотки были прекращены, так как стало очевидным, что оставлять в эксплуатации в таком состоянии обмотку недопустимо.

В целях проведения необходимого ремонта и выполнения противоаварийных мероприятий по предупреждению возгорания изоляции от емкостных токов пришлось вынуть все верхние стержни статора для свободного доступа к нижним стержням.

При рассмотрении первичных документов, относящихся к изготовлению и испытаниям машины на заводе, было установлено, что во время выпуска турбогенератора на заводе были допущены нарушения технологической и производственной дисциплины: электрокартон и бандажный шпагат для крепления лобовых частей обмотки статора не пропитывались лаком; не была выполнена заводская инструкция по контролю поверхностного сопротивления полупроводящего покрытия обмотки статора; неудовлетворительно производилась изолировка стержней и пр. Вследствие неудовлетворительного выполнения временной изоляции головок стержней при испытаниях на заводе имели место многократные перекрытия с головок испытуемых стержней на корпус и на головки заземленных стержней, что иногда сопровождалось возгоранием временных распорок и клиньев. Однако должных выводов из этих явлений на заводе не было сделано, как и не были приняты соответствующие меры, предупреждающие возгорание обмотки. Имело место также нарушение ГОСТ, выразившееся в том, что окончательное испытание изоляции обмотки статора напряжением 34,5 кВ проводилось до лакировки лобовых частей.

Тщательный анализ материала, полученного в результате осмотра и испытаний турбогенератора (на заводе и на электростанции), позволил установить причины аварии и разработать необходимые мероприятия по предупреждению подобных повреждений в дальнейшем.

Возникновение аварии представляется в такой последовательности. Во время работы турбогенератора в воздушных промежутках между стержнями в результате коронирования, прогрессирующего со временем вследствие неудовлетворительно выполненного противокоронного покрытия, происходили искровые разряды.

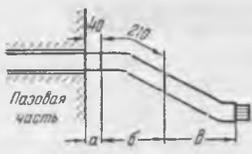


Рис. 3. Противокоронионное покрытие лобовых частей обмотки, выполненное на заводе.

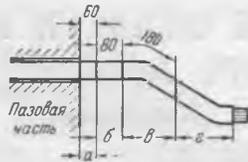


Рис. 4. Противокоронионное покрытие лобовых частей обмотки при ремонте на электростанции.

Как известно, подобные разряды оказывают на изоляцию химическое, механическое и термическое воздействие и разрушают ее¹. Поэтому в некоторых местах лобовых частей обмотки статора выгорели покровная лента и поверхностные слои миканита.

Дефект изоляции нижнего стержня паза 77 в виде каверны (под верхним стержнем паза 76) не был выявлен своевременно при сборке обмотки. Во время работы турбогенератора повреждение изоляции стержня паза 77 развивалось в направлении к верхнему стержню, так как между верхним и нижним стержнями действовало почти полное линейное напряжение.

Непротитанные и плохо обработанные материалы крепления лобовых частей обмотки статора (шпагатные бандажы, электрокартон, дистанционные колодки) и покровная лента от интенсивного действия емкостных токов начали тлеть и загорелись. Вентиляционное действие охлаждающего воздуха способствовало раздуванию очагов возгорания до полного воспламенения и пожара в турбогенераторе.

При ремонте турбогенератора особое внимание было обращено на тщательность обработки и пропитки лаками материалов, применявшихся для крепления лобовых частей обмотки статора.

По предложению старшего научного сотрудника ВЭИ В. И. Калитвянского были выполнены дополнительные мероприятия, препятствующие возникновению разрядов. В лобовой части обмотки на всех стержнях было удлинено покрытие асбестовой лентой в сочетании с полупроводящими лаками. При изготовлении машины завод покрывал асбестовой лентой только пазную часть стержней с выходом из паза лишь на 40 мм, а при ремонте обмотки на электростанции это покрытие в лобовой части было выполнено на протяжении 320 мм от паза. Были изменены также и зоны покрытия лобовых частей различными лаками.

На рис. 3 показаны участки противокоронионного покрытия, выполненные на заводе при изготовлении обмотки. Зона *a* лобовой части стержня, являясь продолжением пазовой части, покры-

¹ В. И. Калитвянский, Изоляция электрических машин, Госэнергоиздат, 1949.

валась асбестовой лентой в сочетании с полупроводящим лаком № 1; зона *b* покрывалась тафтяной лентой в сочетании с полупроводящим лаком № 2; зона *c* имела обычную для лобовых частей обмотки компаундированную изоляцию.

На рис. 4 показаны участки противокоронионного покрытия, выполненные при ремонте обмотки на электростанции. Зона *a* отличается от соответствующей зоны на рис. 3 только большей длиной; зона *b* покрывалась асбестовой лентой и полупроводящим лаком № 2; зона *c* покрывалась асбестовой лентой и изоляционным лаком; зона *d* имела обычную для лобовых частей обмотки компаундированную изоляцию, но в месте перехода от зоны *c* к зоне *d* на небольшом участке наматывалась тафтяная лента в сочетании с изоляционным лаком.

Покрытия лобовых частей полупроводящими лаками в сочетании с асбестовой лентой дали возможность получить постепенное уменьшение удельного поверхностного сопротивления от головки стержня к пазовой части.

Эти мероприятия изменили путь протекания емкостных токов в лобовых частях обмотки статора, направив их от лобовой части стержня к активной стали статора по полупроводящему слою, чем предотвращалось коронирование.

Наблюдения при испытаниях турбогенератора после ремонта повышенным напряжением промышленной частоты ($1,3 U_n$) подтвердили эффективность выполненных мероприятий.

Выводы

1. Применение в лобовых частях обмотки статора турбогенераторов непротитанных электрокартона, шпагата и других легковоспламеняющихся материалов недопустимо.

2. При изготовлении турбогенераторов напряжением 10 кВ и выше должны выполняться эффективные противокоронионные покрытия статорных обмоток.

3. Местные дефекты изоляции в виде трещин, проколов и т. п. под действием интенсивных емкостных токов могут развиваться. Поэтому при изготовлении, сборке и испытаниях обмотки статора должно быть обеспечено высокое качество ее выполнения.

4. Следует строго соблюдать на электростанциях все требования противоаварийного циркуляра № Э-10/53 Технического управления МЭС «О мерах предотвращения возгорания изоляции обмоток генераторов от действия емкостных токов».

5. Необходимо проверять и держать всегда в исправном состоянии и готовности к работе установки для тушения пожара генераторов водой.



О возможности расширения области применения несинхронного АПВ

Канд. техн. наук Г. Г. Костанян

Трехфазное АПВ с проверкой отсутствия встречного напряжения на одном конце линии и контролем синхронизма на другом применяется при наличии других связей, по которым сохраняется параллельная работа частей энергосистемы. На одиночных линиях применяется трехфазное АПВ с улавливанием момента синхронизма, но оно может оказаться не эффективным при передаче больших мощностей, когда в разделившихся частях системы возникают в одной значительный дефицит, а в другой избыток мощности.

Бывают случаи, когда такое АПВ неспособно восстановить параллельную работу, несмотря на отсутствие устойчивого повреждения на линии.

Более эффективными для таких линий являются трехфазное несинхронное АПВ и однофазное АПВ, поскольку первое из них всегда восстанавливает параллельную работу при отсутствии устойчивого повреждения на линии, а второе не допускает разделения энергосистемы на несинхронные части при наиболее вероятных в сети с заземленной нейтралью однофазных коротких замыканий.

Трехфазное АПВ в отличие от однофазного не создает в энергосистеме даже кратковременного неполнофазного режима, усложняющего работу релейной защиты, а также значительно проще в выполнении.

Применение трехфазного АПВ ограничивается требованиями наличия достаточно быстродействующих выключателей, когда восстановление связи между разделившимися частями энергосистемы происходит до того, как векторы напряжений успеют разойтись на значительный угол или большого реактанца связи между разделившимися частями энергосистемы, исключающего появление опасных уравнильных токов и толчков при несинхронном включении.

Учитывая, что в энергосистемах в настоящее время эксплуатируется лишь ограниченное число достаточно быстродействующих выключателей и число связей, заведомо допускающих несинхронное включение, также ограничено, несинхронное АПВ пока применено лишь на небольшом числе объектов.

Вместе с тем не используется возможность осуществления несинхронного АПВ на линиях

с малыми реактанцами связи путем временного автоматического ограничения токов несинхронного включения.

Производя автоматические переключения трансформаторов, установленных в сети и на электростанциях, в ряде случаев можно искусственно увеличить реактанц связи и осуществить несинхронное АПВ на относительно коротких линиях при наличии медленно действующих выключателей (предложено автором совместно с В. И. Мхеидзе).

Эта возможность поясняется схемами, приведенными на рис. 1 и 2. Осуществление АПВ обеспечивается при этом следующими операциями:

1. При аварийном отключении линии Л-1 с обоих ее концов отключаются выключатели 1 и 2 и кроме них выключатель 3 на рис. 1 и выключатели 3 и 4 на рис. 2 (соответствующие выключатели показаны темными), затем действием АПВ включаются выключатели 1 и 2, чем восстанавливается параллельная работа между электростанциями А и Б. В момент АПВ к реактанцу линии оказывается добавлен реактанц двух силовых трансформаторов Т-1 и Т-2.

2. При отсутствии на линии устойчивого повреждения немедленно после снижения уравнильных токов до величины, при которой уже не требуется искусственное реактирование, включается выключатель 3 на рис. 1 и выключатель 4 на рис. 2, чем полностью восстанавливается нормальная параллельная работа.

3. При наличии на линии устойчивого повреждения релейная защита повторно отключает выключатели 1 и 2, после этого, если требуется, может быть включен выключатель 3 на рис. 1 и выключатели 3 и 4 на рис. 2.

Очевидно, что описанные выше возможности использования реактанца трансформаторов для выполнения несинхронного АПВ могут быть реализованы, конечно, в ограниченном числе сетей, где имеются подходящая для этого схема и трансформаторы с соответствующими параметрами.

Однако возможности эти не исчерпываются схемами, представленными на рис. 1 и 2, и могут быть также распространены на ряд других схем, например на подстанции, имеющие секционные выключатели (схема Н), на электростанции, имеющие агрегаты с трехобмоточными трансформаторами, и т. д. На подстанциях с трехобмоточными трансформаторами в процессе работы несинхронного АПВ возможно изменение величины используемого реактанца, например, путем осуще-

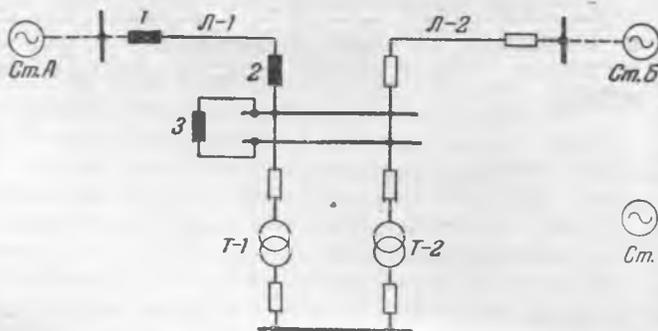


Рис. 1.

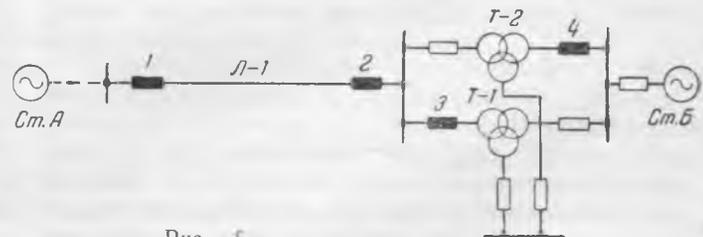


Рис. 2.

ствления временной связи только через обмотки, имеющие наибольший реактанс, с последующим восстановлением связи также через обмотки, имеющие меньший реактанс.

В качестве граничных условий для проверки допустимости несинхронного включения может быть взято указание технического управления МЭС о том, что максимальный возможный толчок тока не должен превышать величины $3-4 I_n$ для

каждого из генераторов, участвующих в АПВ (с учетом реального тока распределения). Что же касается вероятности вхождения в синхронизм и исключения возможности дополнительного нарушения устойчивости при несинхронном АПВ, то наилучшим решением является постановка соответствующих опытов с осциллографированием происходящих процессов, а не проведение сложных расчетов.

□ □ □

Телемеханизация городской сети по каналам связи АТС

Инж. Н. Н. Коринфская и инж. П. В. Терников

Питание городской распределительной сети 6—10 кВ энергосистемы осуществляется через центральные распределительные пункты (ЦРП), которые представляют собой закрытые устройства, имеющие секционированную одинарную систему шин и по 10—14 отходящих линий.

Ввиду того что ЦРП обслуживаемой электросети удалены друг от друга и не имеют постоянно дежурного персонала, управление отходящими от них линиями осуществлялось только разъездными дежурными оперативными бригадами, находящимися в распоряжении дежурного диспетчера городской сети.

Если при аварийном отключении линий, питающих ЦРП, диспетчер получает сообщение от дежурного персонала районной подстанции, то об отключении линий, отходящих от ЦРП, он узнает только от потребителей по телефону.

На получение сообщения от потребителей уходило время, вызывавшее излишний простой и увеличивавшее недоотпуск электроэнергии. Также длительно оставалась незамеченной вызванная отключениями перегрузка линий при наличии АВР, обеспечивающих сохранение питания. Затрачивалось много времени с выездом в ЦРП для отыскания распределительной линии, на которой произошло замыкание на землю. Применение в городской электросети грузовых приводов типа УГП-51 Ремонтно-механического завода Латвэнерго позволило осуществить автоматику и телеуправление ЦРП. В результате этого мероприятия в 1954 г. аварийность снизилась на 25%, а недоотпуск электроэнергии на 66% (против 1953 г.), и значительно улучшилась надежность работы городской электросети.

Возможность дежурного диспетчера, не выезжая с диспетчерского пункта, управлять выключателями, проверять состояние схемы центрального распределительного пункта, своевременно получать извещение при помощи сигнализации об отключении линии и появлении «земли» в распределительной сети совершенно изменила порядок оперативной работы и ликвидации аварий и нарушений.

Известно, что телеуправление, телесигнализация и телеизмерение по специально выделенным каналам связи в энергосистемах Министерства электростанций применяются давно, однако такой путь осуществления телеуправления и телесигнализации ЦРП в пределах города потребовал бы больших и неоправданных затрат. Поэтому в городской электросети энергосистемы было принято решение отказаться от сооружения специальных каналов связи для осуществления телеуправления и телесигнализации ЦРП и применить для этой цели разработку ЦНИЭЛ МЭС, предусматривающую использование существующих каналов связи АТС, введенных в ЦРП.

Еще до внедрения телемеханизации были проведены реконструктивные работы по изменению схемы питания ЦРП, замене приводов имеющихся выключателей, монтажу новых секционных выключателей и выключателей на приемных концах питательных линий (рис. 1). Это дало возможность широко внедрить АВР и АПВ, благодаря чему в настоящее время 72% ЦРП обеспечены автоматическим вводом резервного питания. Использование приводов типа УГП-51 позволило осуществить не только автоматическое, но и дистанционное управление выключателями ЦРП.

В объем телемеханизации ЦРП входят: телеуправление всеми выключателями, телесигнализация их положения; передача сигналов появления «земли» и состояние схемы (по запросу). Для этой цели было применено устройство телеуправления — телесигнализации типа ТУ-50/ТП, разработанное и изготовленное ЦНИЭЛ. В качестве канала связи были использованы существующие линии городских телефонных сетей, которые не потребовали никакой специальной обработки. Устройство ТУ—ТС подключается к линии связи параллельно телефонному аппарату. Как показал опыт, телемеханические передачи не вызывают помех в телефонной сети.

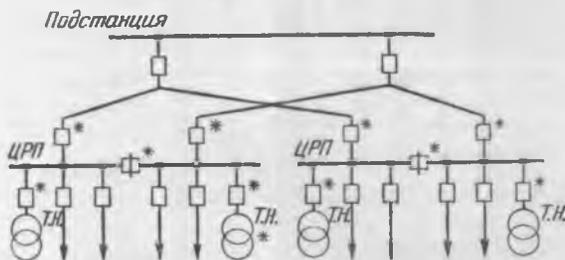


Рис. 1. Схема питания ЦРП от районной подстанции после внедрения автоматики (звездочками отмечены вновь установленные выключатели и трансформаторы напряжения).

Непосредственная связь между ЦРП и диспетчерским пунктом (ДП) образуется только на время прохождения распорядительной или известительной передачи. Образование канала телеуправления ДП и ЦРП осуществляется диспетчером вручную, набором номера телефона соответствующего ЦРП, а в обратном направлении от ЦРП на ДП при телесигнализации — автоматически.

Канал связи, образованный между ЦРП и ДП, может быть нарушен только диспетчером посредством посылки специальной распорядительной передачи. Самопроизвольное нарушение образованного канала приводит к автоматическому повторному соединению ЦРП с ДП.

Один полукомплект диспетчерского пункта может обслужить до десяти полукомплектов устройств ЦРП. Емкость ТУ и ТС составляет: объектов управления — 15; объектов сигнализации — 40; объектов телеизмерения по вызову — 8.

Сигналы, передаваемые из ЦРП на ДП, принимаются на пульттабло (рис. 2), общий для всех ЦРП, обслуживаемых одним полукомплексом устройства ДП.

Для связи схемы устройства ТУ и ТС с объектами сигнализации и объектами управления применяются промежуточные реле типа МКУ и им подобные, монтируемые на отдельных панелях. При помощи устройства телесигнализации осуществляется контроль за положением выключателей



Рис. 2. Пульт-табло (ТУ — ТС), установленный на диспетчерском пункте.

всех присоединений и контроль изоляции линий, отходящих от ЦРП.

Питание местных приемо-передающих узлов устройства ТУ—ТС на ЦРП и на ДП осуществляется постоянным током при номинальном напряжении 48 в и переменным током при напряжении 110 в. В качестве источника питания применяется трансформатор напряжения с резервом по сети и селеновый выпрямитель.

Допустимые колебания напряжения, при которых устройство ТУ—ТС работает нормально, составляют $\pm 15\%$ от номинального, что практически удовлетворяет обычным условиям эксплуатации. Потребляемая мощность устройства в рабочем состоянии 250—300 в_а. Устройство ТУ—ТС размещается в шкафах настенной конструкции с герметически уплотненными дверцами (рис. 3).

Передача телемеханических сигналов по абонентским линиям АТС осуществляется перемен-

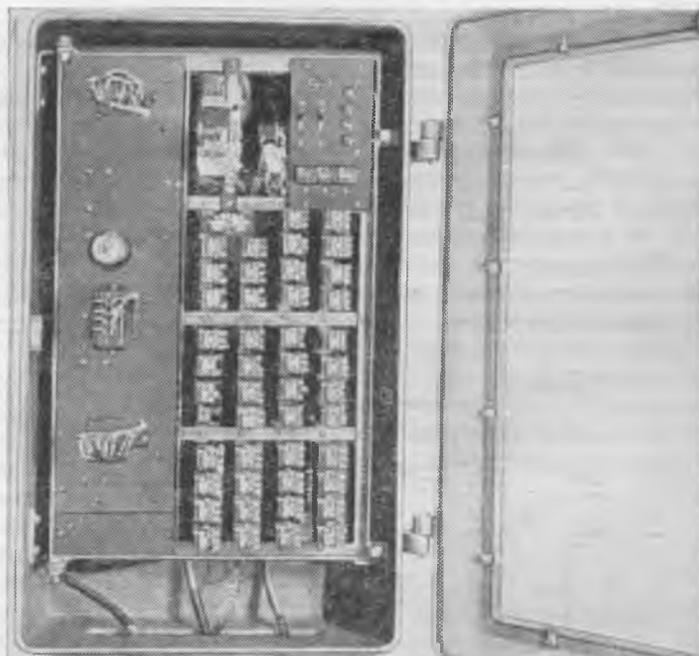
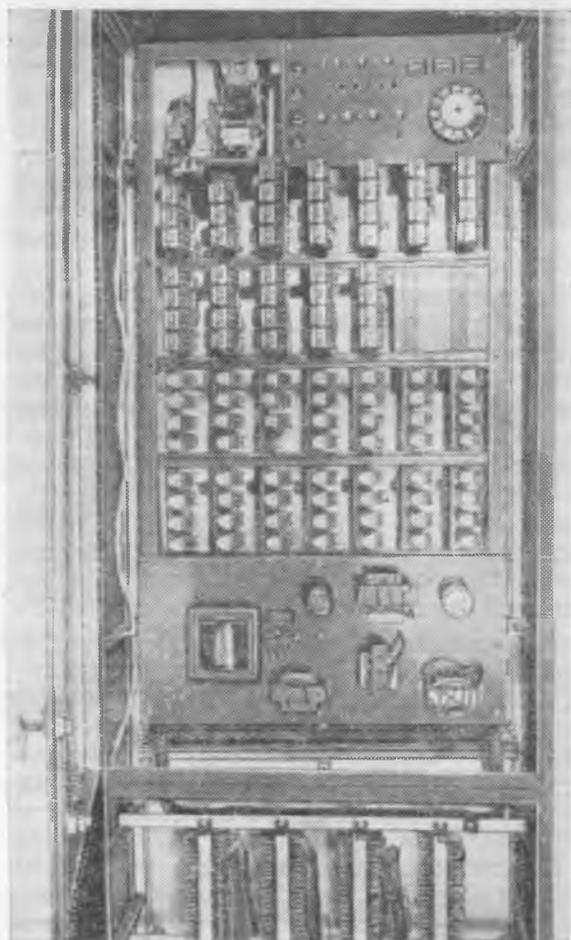


Рис. 3. Шкаф полукомплекта ТУ — ТС.

Слева — установленный на диспетчерском пункте; справа — установленный в ЦРП.

ным током при частоте 200 гц. Выбранная частота, с одной стороны, обеспечивает наименьшие по абсолютной величине затухания в канале связи, с другой, — не приводит к повышению уровня помех по сравнению с нормальной телефонной передачей.

В устройстве принята временная распределительная система. Устройство обладает свойством циркулярности при передаче известительных сигналов, заключающемся в том, что при изменении состояния одного объекта сигнализируется состояние всех объектов, в том числе и измененного.

Сигнал положения выключателей принят двухпозиционный, т. е. сигнализируется как отключенное, так и включенное положение. Сигнал наличия «земли» — однопозиционный, т. е. сигнализируется только присоединение, на котором произошло замыкание на землю. Циркулярность при распределительной передаче не допускается.

Схема предусматривает запасание известительных сигналов, т. е. если известительная серия не может быть передана на ДП, например, из-за занятости линии АТС, то передача будет повторяться. Схема обеспечивает предпочтение сигнализации перед управлением, благодаря чему возникший во время передачи приказ на управление сигнал отменит приказ и автоматически будет передан на диспетчерский пункт.

Цикл передачи ЦРП разбивается на две части: 1) передача извещения о наименовании данного ЦРП и 2) передача объектной сигнализации.

Для передачи извещения о наименовании ЦРП применен кодовый метод селекции, обеспечивающий выбор десяти номеров ЦРП и абсолютную надежность правильности приема, что для выбора номера ЦРП является существенно необходимым условием.

Для объектной сигнализации принят распределительный метод селекции, который обеспечивает при циркулярной передаче сигналов относительно наименьшую длительность цикла передачи сигнализации при наиболее простой структуре схемы устройства ТУ—ТС.

Принятые на ДП сигналы фиксируются световым табло диспетчерского пункта и в будущем будут дублироваться на мнемосхеме.

Устройство ТУ—50/ТП предусматривает вызов и передачу телеизмерений по этой же линии связи. На время прохождения телеизмерений вместо линейного реле подключается датчик телеизмерения частотной системы.

В настоящее время телеизмерение не используется.

Опыт эксплуатации телеуправления и телесигнализации ЦРП по каналам связи АТС показал, что продолжительность телепередачи устройства данного типа вполне приемлема для условий электросетей больших и средних промышленных городов. Время прохождения известительной передачи (от момента переключения объекта до момента фиксации сигнала на табло) и прохождения распорядительной передачи (от момента вызова ЦРП до переключения объекта) составляет 24—25 сек. На прохождение известительной серии при образованном канале связи затрачивается 12—13 сек.

Как следует из принципа действия устройства, продолжительность телемеханического цикла зависит от четкости работы и загрузки АТС. Описанное устройство за время работы с апреля 1954 г. показало свою надежность; существенных дефектов и неполадок не наблюдалось.

Телеуправление выключателями ЦРП и поступление сигналов о состоянии схемы и появлении «земли» дали возможность дежурному диспетчеру высылать разъездные бригады в тот или другой район, без заезда их в ЦРП. Это сокращает время, затрачиваемое разъездными бригадами на производство операций, проезды, и значительно повышает оперативность управления.

Выводы

1. Внедрение телемеханизации в комплексе с автоматикой увеличивает надежность и безаварийность работы городской электросети.

2. Сокращается время, затрачиваемое дежурным персоналом при производстве операций, уменьшается недоотпуск электроэнергии и длительность аварийных режимов, в результате чего повышается оперативность управления. В тех случаях, когда в ЦРП операции с выключателями производятся редко, телеуправления можно не осуществлять.

3. Осуществление телеуправления, телесигнализации и телеизмерения по каналам связи АТС не требует специального сооружения каналов связи, что снижает затраты на телемеханизацию в городских сетях.

4. Телемеханизация по каналам связи АТС по схеме ЦНИЭЛ в условиях электросетей больших и средних промышленных городов вполне себя оправдала и заслуживает широкого применения.



Поведение дифференциальной защиты с быстро насыщающимися трансформаторами тока при сквозных коротких замыканиях

Инж. А. М. Ракович

В настоящее время широкое распространение получили дифференциальные защиты с быстро насыщающимися трансформаторами тока (БНТ) для отстройки от токов небаланса, содержащих апериодические слагающие.

Действие БНТ большей частью анализируется для случаев броска намагничивающего тока при включении трансформатора, т. е. фактически для случаев питания БНТ только от одного трансформатора тока.

Далее, обычно принимается, что отстройка дифференциальной защиты от броска намагничивающего тока при помощи БНТ одновременно обеспечивает и отстройку от переходного тока небаланса при сквозном коротком замыкании, если трансформаторы тока проверены по 10%-ным кривым или по кривым намагничивающего тока, исходя из периодической составляющей тока короткого замыкания; соответственно выбирается и уставка реле.

Между тем в дифференциальной схеме условия работы БНТ при бросках намагничивающего тока и при сквозных коротких замыканиях могут быть совершенно отличными, так как при сквозных коротких замыканиях в БНТ поступает уже разность периодических и апериодических (постоянных) составляющих вторичных токов трансформаторов тока.

На практике имеют место случаи неселективного действия дифференциальной защиты с БНТ при сквозных коротких замыканиях и с трансформаторами тока, проверенными по 10%-ным кривым.

Как было показано ранее¹, коэффициент увеличения тока срабатывания защиты ϵ при наличии постоянной составляющей в токе БНТ по отношению к току срабатывания при отсутствии постоянной составляющей определяется коэффициентом смещения — k_{μ} , равным отношению постоянной составляющей к действующему значению периодической составляющей тока БНТ.

При бросках намагничивающего тока получается необходимое загроуление дифференциальной защиты, так как во все время существования большой периодической составляющей коэффициент k_{μ} остается достаточным вследствие относительно медленного затухания апериодической составляющей.

При сквозном коротком замыкании разность апериодических составляющих токов плеч дифференциальной защиты может оказаться относительно малой по сравнению с разностью периодических составляющих, и коэффициент k_{μ} в этом случае будет недостаточным, а следова-

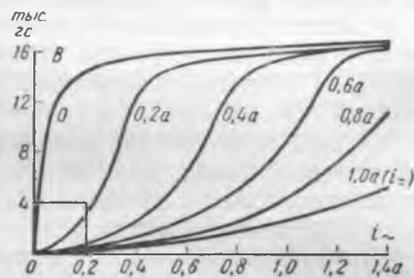
тельно, БНТ практически не даст загроуления защиты.

Быстрым снижением коэффициента k_{μ} объясняется малое замедление дифференциальной защиты с БНТ при коротком замыкании в зоне защиты, когда периодическая составляющая тока БНТ затухает гораздо медленнее апериодической составляющей и коэффициент k_{μ} быстро падает.

Значение получающегося коэффициента k_{μ} при сквозном коротком замыкании может быть определено на основании анализа кривых намагничивания трансформаторов тока постоянным и переменным током одновременно.

Как известно², апериодическая составляющая тока намагничивания трансформаторов тока для каждого плеча дифференциальной защиты приблизительно обратно пропорциональна постоянному времени T_2 вторичных цепей плеч.

Периодическая составляющая тока намагничивания приблизительно пропорциональна величине вторичной нагрузки и тока короткого замыкания, т. е. развиваемой вторичной э. д. с. или же переменной индукции.



Кроме того, как следует из приведенной на рисунке типичной кривой намагничивания переменным и постоянным током для одного из трансформаторов тока, периодическая составляющая зависит также и от постоянной составляющей, увеличиваясь при одном и том же значении переменной индукции вместе с ней.

Таким образом, периодическая составляющая тока намагничивания трансформатора каждого плеча дифференциальной защиты будет определяться его переменной индукцией и апериодической составляющей по своим кривым, приведенным на том же рисунке.

При этом соотношение апериодической и периодической составляющих, т. е. коэффициент k_{μ} , для каждого значения переменной индукции в значительной зоне практически не зависит от величины апериодической составляющей, а следовательно, k_{μ} для одного трансформатора тока приблизительно определяется величиной развиваемой индукции или вторичной

¹ В. Л. Фабрикант и Г. Т. Грек, Определение оптимальных параметров быстро насыщающихся трансформаторов тока для релейной защиты, „Электричество“, 1951, № 8.

² Г. И. Атабеков, Релейная защита высоковольтных сетей, гл. II, Госэнергоиздат, 1949.

э. д. с. при сквозном коротком замыкании без вычисления апериодической составляющей. При большой разнице постоянных времени T_2 плеч апериодическая составляющая одного плеча может быть относительно малой и погрешностями соответствующего трансформатора тока можно пренебречь. В этом случае в БНТ поступает практически ток намагничивания только одного трансформатора тока. Величина получаемого коэффициента k_{μ} тока БНТ, а следовательно, загробления защиты будет определяться по кривым двойного намагничивания для данного трансформатора тока соответственно значению переменной индукции.

При индукции более 8000 гс k_{μ} получается малым (ниже 0,6—0,7) и загробление, даваемое БНТ*, делается незначительным. Между тем трансформаторы тока, проверенные по 10%-ным кривым, могут иметь такую индукцию, следовательно, БНТ не дает здесь отстройки от переходного режима сквозного короткого замыкания.

При более низких индукциях, порядка 4000—5000 гс, в зависимости от кривой двойного намагничивания и величины тока короткого замыкания k_{μ} получается достаточным, и защита соответственно загробляется. В этом только случае БНТ дает необходимый эффект и при сквозном коротком замыкании.

При близких значениях постоянных времени обоих плеч, работа БНТ в дифференциальной схеме ухудшается.

В предельном случае, когда постоянные времени T_2 плеч равны между собой, а переменные индукции трансформаторов тока значительно отличаются, разность одинаковых апериодических составляющих намагничивающего тока будет равна нулю, а разность периодических составляющих, как следует из кривых двойного намагничивания при разных индукциях, может быть велика.

В результате в БНТ поступает только переменный ток, а поэтому в указанном предельном случае БНТ не дает загробления защиты.

Подобное положение возможно и при нормально отличающихся постоянных времени T_2 плеч за счет влияния остаточной индукции или разного характера насыщения трансформаторов тока и изменения T_2 при сквозном коротком замыкании³.

Следовательно, хотя коэффициенты k_{μ} токов каждого плеча дифференциальной защиты получаются достаточно большими, общий k_{μ} при этом может даже равняться нулю.

Чем меньше разность T_2 плеч и больше разность индукций трансформаторов тока, тем более ухудшаются условия работы БНТ при сквозном коротком замыкании, приближаясь к указанному предельному случаю.

Таким образом, из изложенного следует, что

* См. рис. 7 статьи, указанной в сноске 1.

³ См. сноску 2.

дифференциальная защита с БНТ и трансформаторами тока, проверенными по 10%-ным кривым, может не обеспечить селективности при переходном режиме сквозного короткого замыкания. Поэтому при большой разнице T_2 плеч дифференциальную защиту с БНТ следует проверять по кривым двойного намагничивания, принимая для получения достаточного коэффициента смещения указанную выше индукцию.

Практически это соответствует введению запаса по нагрузке около 2—2,5 при проверке трансформатора тока по 10%-ным кривым. Только в этом случае уставка дифференциальной защиты может быть принята по периодической составляющей тока сквозного короткого замыкания.

В случаях, близких к разобранному предельному, когда БНТ почти не дает эффекта, приходится применять дифференциальную защиту с торможением или, если допустимо, просто дифференциальную отсечку.

В большинстве же случаев необходимо увеличивать уставку реле с БНТ и тем больше, чем меньше разность и абсолютные значения постоянных времени T_2 и чем выше переменная индукция.

Учитывая, что дифференциальная отсечка трансформатора с уставкой порядка (2,5—3,5) $I_{н.тр}$ обеспечивает селективность при сквозном коротком замыкании, уставку дифференциальной защиты с БНТ следует принимать от 1,2 до 2,5 I_{μ} — соответственно параметрам цепей защиты или же вводить торможение.

В заключение следует отметить, что затронутый в статье вопрос требует дальнейшего углубленного рассмотрения.

Следует также отметить, что применение выравнивающих автотрансформаторов или размножающих трансформаторов тока в цепях дифференциальной защиты отрицательно сказывается на величине коэффициента k_{μ} , так как они выбираются также по 10%-ным кривым и при сквозном коротком замыкании могут кратковременно насыщаться, понижая апериодическую и периодическую составляющие тока данного плеча, поступающие в БНТ. В результате требуется дополнительное загробление дифференциальной защиты.

Для исключения влияния размножающих трансформаторов дифференциальную защиту можно питать непосредственно от главных трансформаторов тока. Если они при этом соединены в звезду на стороне звезды силового трансформатора, то компенсация токов нулевой последовательности при сквозном коротком замыкании может быть осуществлена за счет добавления на БНТ обмотки (включенной в нулевой провод) с числом витков, в три раза меньшим, чем в дифференциальной.

При этом количество размножающих трансформаторов уменьшается, ликвидируется их отрицательное влияние на дифференциальную защиту и одновременно снижается нагрузка на главные трансформаторы тока.



О газовой защите силовых трансформаторов¹

Инж. Б. Н. Еганов

Как показывает опыт эксплуатации, газовая защита часто является источником ложных отключений трансформаторов, и принятое в настоящее время широкое ее применение недостаточно оправдано.

Анализ случаев работы газовой защиты за период с 1941 по 1954 г. в электросети, где работает автор, показал, что около 85% из них составили ложные отключения.

Случаи неправильной работы газовой защиты в сети за указанный период произошли по следующим причинам:

Сотрясение расширителя из-за сильных порывов ветра	1 случай
Сотрясение трансформатора	1 .
Неопасное для работы трансформатора понижение уровня масла, вызванное различными причинами (понижение температуры окружающей среды, незначительная утечка масла)	5 случаев
Сквозное короткое замыкание (при чрезмерной чувствительности реле)	1 случай
Замыкание жил контрольного кабеля	5 случаев
Закупорка дыхательной трубки	1 случай
Выделение воздуха после смены термосифонных фильтров	1 .
Двойное замыкание на землю в цепях газовой защиты	2 случая
Дефекты в схемах защиты (замкнутое положение контактов промежуточного реле с зашкой, что привело к отключению трансформатора после восстановления питания газовой защиты, и неправильное подключение контрольного кабеля к двум параллельно работающим трансформаторам, в результате чего при проверке газовой защиты одного выведенного в ремонт трансформатора отключился другой работающий)	2 .
Попадание на поплавок газового реле куска резины в результате разъедания прокладки	1 случай

Проведенные в период 1946—1948 гг. мероприятия — применение контрольного кабеля с бумажной изоляцией вместо резиновой, новые типы кабельных коробок у газовых реле, повышенные требования к качеству монтажа кабеля — не обеспечили повышения надежности газовой защиты.

За период с 1944 по 1954 г. было ежегодно по одному случаю неправильной работы защиты, а в 1949 и 1954 гг. — по два таких случая.

Радикальным решением этого вопроса является перевод действия газовой защиты только на

сигнал, рассматривая ее в качестве сигнализации ненормального состояния трансформаторов.

Указанное может быть подтверждено данными о работе других видов защит, установленных на трансформаторах.

Трансформаторы мощностью выше 1 000 *кв*а, на которых устанавливается согласно «Правилам устройства электротехнических установок» газовая защита, можно разбить на две группы:

1. Трансформаторы мощностью 7 500 *кв*а и выше.

2. Трансформаторы мощностью от 1 000 до 7 500 *кв*а.

На трансформаторах первой группы в сети установлены защиты: дифференциальная, газовая и максимальная токовая с вольтметровой блокировкой или без нее.

Дифференциальная защита защищает трансформатор от многофазных замыканий в обмотках и на выводах, от замыканий между витками одной фазы, а также от замыканий на землю в обмотках трансформатора и на их выводах, присоединяемых к сети с большим током замыкания на землю. Опыт эксплуатации показал высокую надежность этой защиты.

Максимальная токовая защита резервирует дифференциальную защиту этой группы трансформаторов.

В рассматриваемой сети не было ни одного случая, когда бы не действовала дифференциальная защита при работе газовой защиты на отключение, зато неоднократно наблюдались случаи, когда при повреждении трансформатора газовая защита не работала, а действовали другие защиты (максимальная токовая, дифференциальная защита и токовая отсечка).

За период 1941—1954 гг. имели место 10 случаев внутренних повреждений в трансформаторах. Из них в двух случаях трансформаторы были отключены от руки после появления ненормальностей в их работе. По остальным восьми случаям данные приведены в таблице на 41 стр.

На трансформаторах второй группы мощностью от 1 000 до 7 500 *кв*а в сети защиты установлены токовая отсечка (иногда дифференциальная отсечка), газовая и максимальная токовая с зависимой характеристикой.

Токовая отсечка из-за большого тока срабатывания, как известно, защищает выводы и только часть обмотки высшего напряжения. Остальная часть этой обмотки, вся обмотка и выводы со стороны низшего напряжения защищаются максимальной токовой защитой с зависимой выдержкой времени.

¹ Печатается в порядке обсуждения. Р е д.

Количество слу- чаев	Мощность трансфор- матора, квд	Действие защиты	Примечание
1	1 000	Максимальная то- ковая с зависимой характеристикой	Газовая защита отсутствует
1	3×750	Токовая отсечка	То же
2	2 000	Токовая отсечка	То же
2	3×10 000	Дифференциальная и газовая	
1	3×10 000	Дифференциальная	Газовая защита не работала
1	3×10 000	Дифференциальная	Газовая защита работала на сигнал

Трансформаторы второй группы также полностью защищены, но с несколько большим временем отключения. У трансформаторов рассматриваемой электросети время работы максимальной токовой защиты с зависимой выдержкой времени при токе короткого замыкания составляет 1,2—1,4 сек.

Если от шин низшего напряжения трансформатора питается одна или несколько тупиковых линий, то время зависимой защиты может быть уменьшено на одну ступень — 0,6—0,7 сек.

У этой группы трансформаторов газовую защиту с действием на отключение целесообразно оставлять лишь в том случае, если время максимальной токовой защиты составляет более 1,4 сек.

В сети длительное время находятся в эксплуатации трансформаторы мощностью 1 000, 1 800 и 3 200 квд (иностранн фирм), которые не имеют газовых защит. При этом никаких осложнений не наблюдается, хотя подстанции, где они установлены, не имеют постоянного дежурства персонала.

В решении вопроса о целесообразности перевода действия газовой защиты на сигнал немалую роль играет правильно поставленная профилактика трансформаторов.

По результатам испытаний и сравнению их с предыдущими данными можно судить о состоянии трансформатора и заранее обнаруживать

дефекты. Кроме периодических испытаний, в выявлении дефектов трансформаторов большое значение имеет тщательный контроль за состоянием трансформаторного масла, изменение характеристик которого (понижение температуры вспышки, появление угольных частиц, изменение цвета и т. п.) указывает на внутренние дефекты трансформатора.

Хорошо поставленная профилактика трансформаторов снижает вероятность их внутренних повреждений и может служить дополнительным основанием для перевода газовой защиты на сигнал.

Действие на сигнал полезно не только на обслуживаемых, но и на необслуживаемых подстанциях.

При периодических осмотрах необслуживаемых подстанций разъездными дежурными и участковыми мастерами по срабатыванию газовой защиты могут быть выявлены нарушения в работе трансформаторов и приняты соответствующие меры.

Выводы

1. Частые случаи ложной работы газовой защиты ставят под сомнение ее надежность и требуют пересмотра «Правил устройства электротехнических установок» в части газовой защиты.

2. Наличие других защит у трансформаторов первой группы — дифференциальной, максимальной токовой с вольтметровой блокировкой или без нее и второй группы — дифференциальной или токовой отсечки, максимальной токовой с зависимой выдержкой времени вполне обеспечивает защиту трансформаторов от всех видов повреждений и позволяет отказаться от действия газовой защиты на отключение, оставив ее работу только на сигнал.

3. Правильно поставленная эксплуатация трансформаторов с хорошим надзором за трансформаторным маслом практически исключает случаи выхода из строя трансформаторов из-за внутренних повреждений.

4. Применение газовой защиты необходимо только в крайних случаях и то лишь у трансформаторов второй группы, в случае, если время действия токовых защит больше 1,4 сек.

ОТ РЕДАКЦИИ

Поскольку мнения по вопросу о газовой защите силовых трансформаторов различны, редакция выносит его на обсуждение читателей и просит поделиться опытом эксплуатации, в частности, работников тех энергосистем, где газовая защита трансформаторов с разрешения Технического управления МЭС включена только на сигнал (Азэнерго, Узбекэнерго и Днепроэнерго).



25 лет Челябинской ордена Ленина государственной районной электростанции

Инж. М. С. Агафонов, инж. Ф. Т. Макеев и инж. М. С. Филиппов

1 сентября 1955 г. исполняется 25 лет со дня ввода в эксплуатацию ордена Ленина Челябинской грэс, построенной по плану ГОЭЛРО, первенца электрификации на Урале.

Сооружение мощной электростанции определило начало новой эры на Урале, связанной с развитием тяжелой промышленности и техническим прогрессом, что дало толчок широкому использованию богатейших местных ресурсов. Полукустарные шахты угольного месторождения превратились в большой угольный комбинат. Город Челябинск стал крупнейшим промышленным центром.

Электростанция в течение первого десятилетия работы снабжала электроэнергией заводы городов Свердловска, Златоуста, Кыштыма, Карабаша, Миасса и др.

В первые годы эксплуатации (1930—1933 гг.) электростанция пережила период «детских болезней», устраняя недостатки проектирования, дефекты строительства и монтажа, осваивая новую по тому времени технику, с одновременной учебой персонала на работающем оборудовании.

Однако трудности пускового периода были скоро изжиты и коллектив эксплуатационников в сравнительно короткий срок добился устойчивой и ритмичной работы электростанции.

В освоении оборудования и надежной его работе не малую помощь оказал ремонтный персонал котельщиков, турбинистов и электриков, который к тому времени организовался из числа работавших на монтаже оборудования.

Обобщая работу электростанции за первое десятилетие, следует сказать, что в области повышения надежности и экономичности было сделано много и коллектив из года в год, выполняя государственный план, добился существенного снижения количества аварий и брака в работе.

Активно участвуя в совершенствовании производства и освоении оборудования, коллектив эксплуатационников явился инициатором расширения зоны обслуживания оборудования и уменьшения численности персонала. В 1935 г. перешли на обслуживание одним кочегаром и одним водосмотром двух, а несколько позже — трех котлов; одним машинистом турбины и помощником машиниста — на обслуживание двух турбин. Первыми на расширенную зону обслуживания перешли кочегары Г. М. Салов, И. И. Токарев, М. А. Черказьянов и машинисты турбин Д. В. Спесивцев, Р. Е. Углов и М. Е. Иванов.

Исходя из необходимости улучшения условий труда и уменьшения численности персонала золь-

ной, где на удаление шлака применялся ручной труд, а на вывозке шлака — конный транспорт, рационализаторами электростанции во главе с инженером технического отдела Б. А. Москальковым была разработана и внедрена оригинальная схема гидравлического золоудаления с центральным гидроэлеватором, позволившая коренным образом улучшить условия труда в зольной.

В те годы осуществлялась широкая программа мероприятий по повышению надежности работы оборудования, что обеспечило планомерное снижение количества аварий, брака, неполадок и дефектов. Аварийность против первых лет была снижена в десятки раз (188 аварий в 1931 г. и 4 аварии в 1941 г.).

Также большая работа была проделана по улучшению технико-экономических показателей. Удельные расходы топлива с 1930 по 1940 г. снижены на 81 г/квтч, а расход электроэнергии на собственные нужды — на 0,68%. Выработка электростанции к тому времени составляла около 1 млрд. квтч в год, что соответствовало коэффициенту использования установленной мощности около 80%.

Второе десятилетие работы грэс началось в период Великой Отечественной войны и вошло славной страницей в историю электростанции. Коллектив за этот период преодолел величайшие трудности и показал примеры вдохновенного труда.

Нормальная эксплуатация оборудования электростанции в годы войны обеспечивалась высоким качеством ремонтов, периодичность которых часто нарушалась. В дальнейшем это привело к целесообразному удлинению междуремонтной кампании котлов и турбин, что в настоящее время в известной степени узаконено.

Ремонтный персонал турбинистов и котельщиков за истекшие 25 лет проделал огромную работу по улучшению организации ремонта, его механизации, сокращению численности ремонтного персонала, а также сокращению срока простоя оборудования в ремонте.

Ремонтный коллектив турбинистов, возглавлявшийся ныне покойным старшим мастером Ф. И. Воробьевым и мастером А. С. Водяниковым, уделил большое внимание рационализации и механизации ремонтных работ, в результате чего длительность простоя турбин в ремонте с 25 суток в начале эксплуатации снизилась до 8 суток. При этом численность персонала бригады была снижена на 18 чел. Высококвалифицированными мастерами своего дела

являются А. Е. Гусаров, Г. И. Усатых, Н. М. Назаров, В. С. Ческидов и Г. И. Сырников.

Хороших результатов в сокращении срока простоя котлов в ремонте добился ремонтный коллектив котельного цеха в составе И. И. Лебедева, Г. И. Асеева, Л. Е. Шабалина, М. И. Герасимова, В. И. Кулакова и др.

За образцовую работу в период Великой Отечественной войны электростанция и коллектив награждены высшей правительственной наградой — орденом Ленина. Орденами и медалями награждена большая группа рабочих и инженерно-технического персонала. Среди награжденных орденом Ленина был покойный старший мастер по ремонту турбин Ф. И. Воробьев.

Послевоенный период характеризуется проведением больших реконструктивных работ, связанных с повышением экономичности и надежности оборудования, в известной мере устаревшего и не отвечающего современным требованиям. К числу этих работ относится реконструкция котлов ТКЗ по проекту ВТИ, связанная с переходом на новый способ сжигания топлива на колосниковой решетке, с применением нижнего зажигания и пневмозабрасывания топлива в камеру. Это позволило повысить производительность котла на 30 т/час.

Реконструкция схемы гидрозолоудаления по предложению комплексной бригады рационализаторов в составе лауреата Сталинской премии Б. А. Москалькова, Б. К. Клапцова и И. А. Крутикова с внедрением нового пневмогидроаппарата и устройством отстойников, исключающих транспорт лишней смывной воды на шлаковое поле, позволила полностью ликвидировать ручной труд по удалению шлака и в значительной мере улучшило условия труда.

Внедрена электромеханическая автоматика горения и питания котлов, проведен ряд других мероприятий (установка сниженных указателей, сигнализаторов уровня, перенос питательного узла на отметку котельного цеха) по ликвидации рабочих мест водосмотров.

Все перечисленное значительно повысило надежность и культуру работы котельной и предопределило снижение численности персонала котельного цеха, где уже в текущем году начато высвобождение должностей водосмотров, а к концу года котлы будут работать без водосмотров.

Начаты работы по комплексной автоматизации котельного, турбинного и химического цехов, что позволит в ближайшем будущем добиться дальнейшего упрощения работы этих цехов и снижения численности персонала.

Успешной работе коллектива в решении серьезных задач по наладке, улучшению работы электростанций и внедрению новой техники содействовали рационализаторы станции; за 25 лет подано и внедрено около 2 000 предложений и изобретений, давших экономический эффект примерно в сумме 9 млн. руб.

Исключительно велико значение электростанции как предприятия, на базе которого готовились энергетические кадры, крайне необходимые в условиях бурного роста энергетики Урала.

Электростанция явилась кузницей кадров, через которую прошла значительная часть персонала, работающего в настоящее время на многих действующих и строящихся электростанциях как на Урале, так и за его пределами.

В период наладки эксплуатации, а также и в последующие годы на Челябингрэс работало много инженерно-технических работников, которые в настоящее время занимают руководящие посты в энергетике. Среди них — член-корреспондент Академии наук СССР В. А. Голубцов, работавший главным инженером, главный инженер Института постоянного тока В. П. Пименов, в прошлом зам. начальника электроцеха; управляющий трестом «Уралэнергострой» И. В. Казачек, работавший начальником лаборатории; главный инженер Челябинэнерго С. П. Турусинов, в прошлом начальник электроцеха; главный инженер Башкирэнерго Л. А. Гвоздецкий, бывший энергетик станции, и много других.

Сотни высококвалифицированных рабочих, получивших производственную закалку на Челябингрэс, работают в Уральской энергосистеме.

Значительное количество старых кадров продолжает работать на станции и теперь; работающих с 1927 г. имеется 15 чел., с 1930 г. — 18 чел. и с 1935 г. — 102 чел.

За многолетнюю и безупречную работу на электростанции награждено орденами и медалями Советского Союза 346 чел., из которых продолжают работу на станции 250 чел.

В соответствии с решениями июльского Пленума ЦК КПСС коллектив электростанции в дни своего юбилея продолжает плодотворно работать в области повышения надежности и улучшения технико-экономических показателей. В настоящее время утверждено проектное задание расширения электростанции с надстройкой сверхвысокого давления. Осуществление расширения с переходом на новые сверхвысокие параметры увеличит мощность электростанции, снизит удельный расход топлива на выработанную электроэнергию до 362 г/квтч и позволит выдвинуть Челябингрэс в число передовых современных станций Советского Союза.

Кроме того, в связи с острой необходимостью теплофикации г. Челябинска и в целях повышения экономичности на станции проводятся работы по переводу двух турбин типа АК-25-1 на работу с противодавлением. Это мероприятием позволит сэкономить в год около 30 тыс. т условного топлива и выделить для целей теплофикации города около 150 меккал тепла.

В перспективе работы коллектива: в области улучшения технико-экономических показателей — перевод турбин на работу с ухудшенным вакуумом, в области повышения надежности и культуры эксплуатации — окончание реконструкции схемы собственных нужд и комплексная автоматизация цехов электростанции.

Слаженный коллектив трудящихся ордена Ленина Челябинской грэс и впредь будет неустанно трудиться и вложит свой вклад в дело укрепления могущества нашей любимой Родины.



ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

Монтаж крупных железобетонных панелей стенового заполнения

На строительстве одной из грэс стены главного корпуса были запроектированы сборными из крупных железобетонных панелей. Применение панелей вместо кирпича для стенового заполнения дало возможность:

механизировать трудоемкий процесс возведения высоких стен главного корпуса, заменив ручную кирпичную кладку сборной стен из готовых крупноразмерных элементов, что резко ускорило производство работ;

осуществить совмещенный скоростной монтаж стального каркаса главного корпуса и его стеновых ограждающих конструкций;

отказаться от продольных ригелей стального каркаса, заменив их жестко прикрепленными к колоннам железобетонными панелями, что обеспечило экономию ценного профильного металла и упрощение стального каркаса главного корпуса;

исключить так называемые «мокрые процессы» (приготовление, транспортирование и укладка бетона или раствора) при возведении стен, что предотвратило удорожание бетонных работ, поскольку строительство происходило в районе с низкими температурами;

исключить внутреннюю штукатурку стен, так как поверхности железобетонных панелей офактурены при их изготовлении в заводских условиях;

значительно сократить количество рабочих, занятых на монтаже стенового заполнения, по сравнению с количеством рабочих на кирпичной кладке (бригада из пяти рабочих монтирует в смену 50—60 м² крупнопанельного стенового заполнения);

монтировать без лесов высокие стены главного корпуса, используя для этой цели краны по монтажу металлоконструкций, что позволило снизить затраты.

Стеновые крупноразмерные панели главного корпуса (рис. 1) были запроектированы трехслойными, состоящими из двух ограждающих несущих ребристых железобетонных плит, повернутых ребрами друг к другу. Пространство между плитами было заполнено утепляющей минеральной ватой. Ребристые плиты соединены при помощи электродуговой точечной сварки металлических 10-мм прокладок, заложенных в плиты. Для предотвращения промерзания панелей в местах сопряжения ребер они смещены относительно друг друга и, кроме этого, по всей длине имеют зазор в 10 мм.

Железобетонные ребристые плиты марки 200 армированы сварными каркасами и сетками из холодотянутой проволоки. Для достижения более надежного сопряжения панелей в отношении продувания и промерзания все плиты обрамлены «четвертью». В пределах сопряжений панели снабжены антисептированными деревянными брусками, которые устанавливают при изготовлении панелей (рис. 2). По периметру панели бруски обиты антисептированным строительным войлоком и руберойдом, обеспечивающими плотность сопряжений панелей. На рис. 2 в плане заштрихован съемный участок деревянного бруска, применяемого при сварке монтажных швов. После сварки плит в панели бруски устанавливали на прежнее место.

Стеновые трехслойные панели крепили непосредственно к колоннам стального каркаса здания. Перед этим снимали металлические связи, мешающие установке панелей. Во избежание повреждений панелей в результате растягивающих усилий, возникающих при деформации колонн машинного отделения от передаваемой на них тяжелой крановой нагрузки, стеновые панели по рядам колонн А и Б и в постоянном торце машинного отделения электростанции крепили к колоннам при помощи подвижных соединений, что делало панельные стены самонесущими.

На рис. 3 показан общий вид стенового заполнения машинного зала главного корпуса крупноразмерными трех-

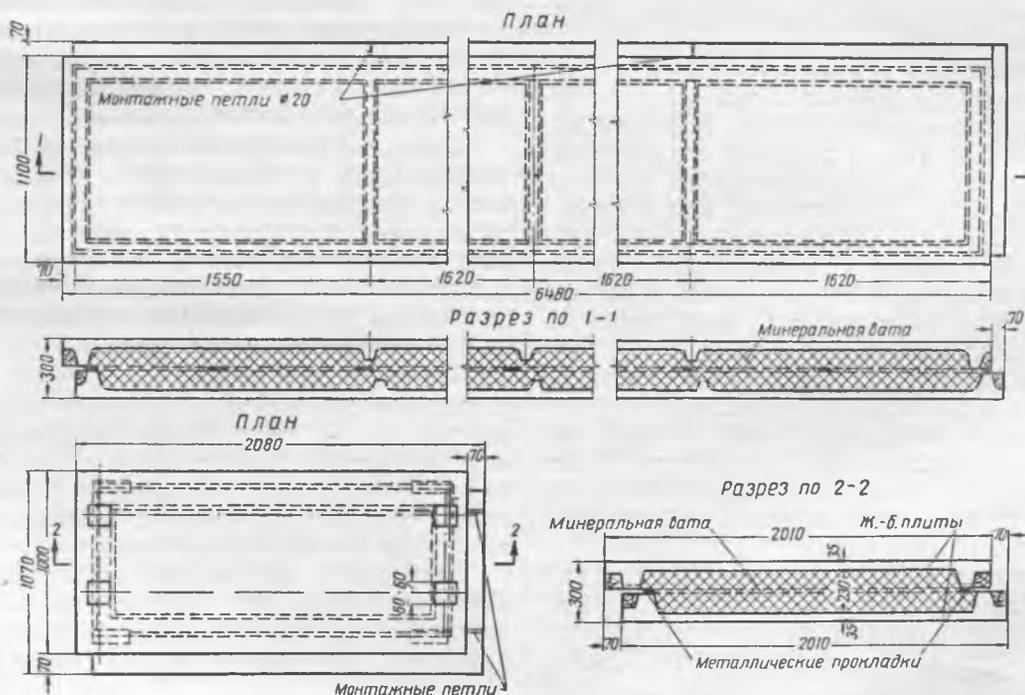


Рис. 1. Общий вид железобетонных стеновых панелей.

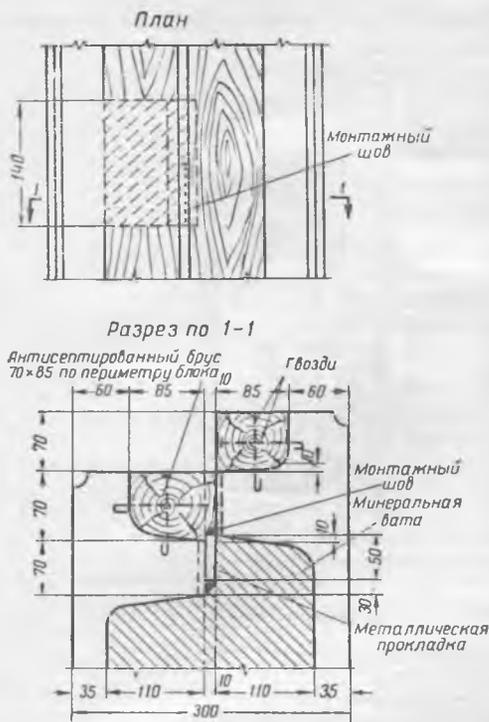


Рис. 2. Деталь сопряжения плит панели.

слойными железобетонными панелями с подвижными креплениями.

На рис. 4 показана деталь крепления одного угла панели к стальной колонне при помощи подвижного соединения. Конструкция этого крепления проста и надежна в эксплуатации, обеспечивает быстроту и удобство монтажа стены из панелей.

Детали узла подвижного крепления показаны на рис. 5. По углам в панель заделаны четыре стальные пластины с продолговатыми отверстиями. Со стороны заделки в бетон к пластинам приварены металлические коробки из листа толщиной 3 мм. Пластины с коробками заанкерены в ребрах плит путем приварки отогнутыми стержнями к арматурному каркасу. После подводки панели к колонне сквозь отверстие пластины пропускают квадратную го-

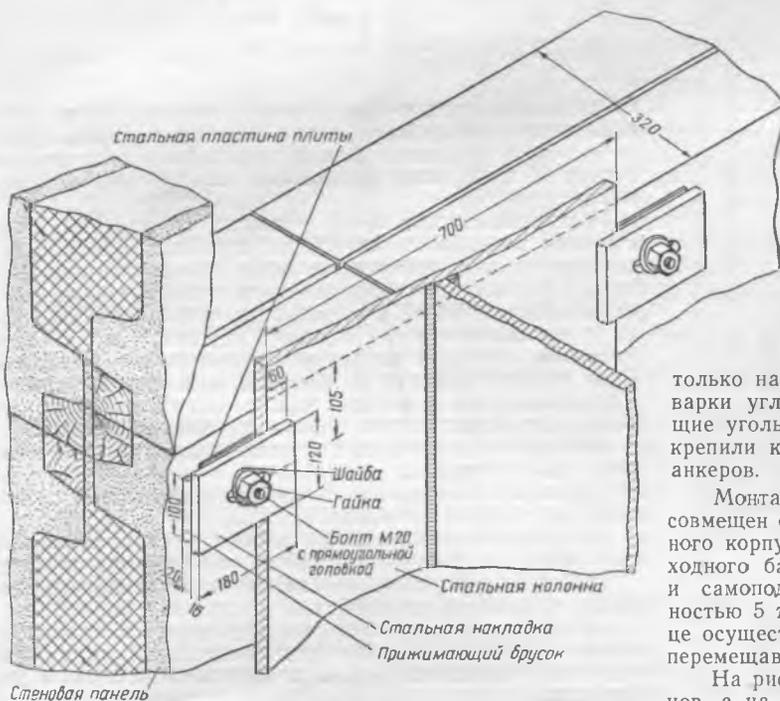


Рис. 4. Деталь подвижного крепления углов панели к стальной колонне каркаса здания.

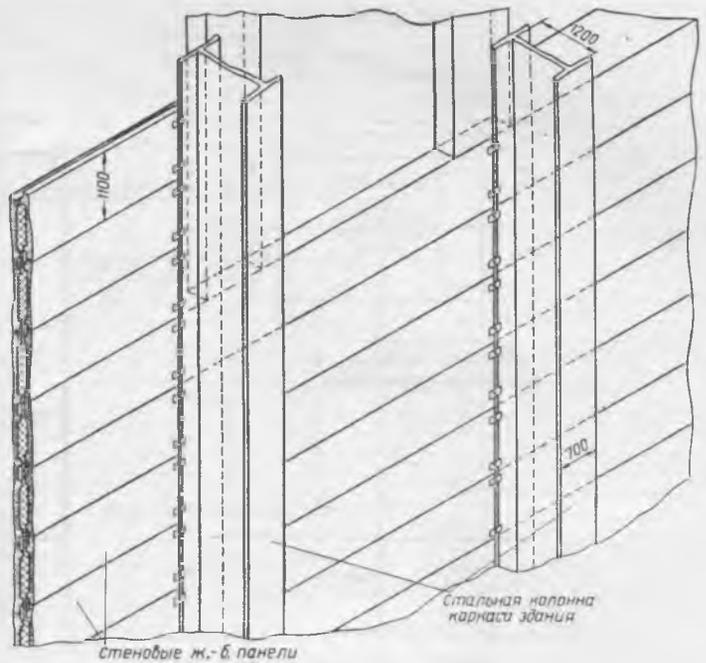


Рис. 3. Общий вид стенового заполнения крупноразмерными железобетонными панелями.

ловку болта, которая вмещается внутри коробки, заделанной в бетон.

Головку болта поворачивают на 90° до упора так, чтобы ее запячки задевали за внутренние края пластины. При этом уже нельзя вытащить болт обратно. Затем на болт надевали стальную накладку, один конец которой заводится за полку колонны, а другой конец с прижимающим брусом касается панели. На болт надевали шайбу и навинчивали гайку, затягивая ее до отказа; таким образом, панель плотно прижимается к колонне. Эта операция закрепления к колонне проводится по всем четырем углам панели.

Описанное закрепление является подвижным, так как при изгибе колонны под влиянием тяжелой крановой нагрузки горизонтальное овальное отверстие, сквозь которое пропущен болт, позволяет изгибаемой ветви колонны несколько смещаться в горизонтальном направлении без передачи недопустимой растягивающей нагрузки на панель (см. рис. 4).

При монтаже панель устанавливали на лежащую ниже панель, не освобождая монтажных петель от стропов крана (рис. 6) до тех пор, пока панель не будет притянута к колоннам так, как это описано выше.

В котельном, бункерном и дымососном отделениях панели жестко крепили к колоннам каркаса здания путем монтажной электродуговой приварки к ним пластин, заделанных в бетон по углам панели. При этом заранее приваренные монтажные болты и прижимающие угольники-накладки сохраняли только на время крепления панели к колонне. После приварки угловых пластин к колонне временные прижимающие угольники убрали, а болты срезали; угловые панели крепили к стальному каркасу при помощи металлических анкеров.

Монтаж крупнопанельного стенового заполнения был совмещен с монтажом основных стальных конструкций главного корпуса и механизирован при помощи мощного самоходного башенного крана БК-405 грузоподъемностью 40 т и самоподъемного крана «Метростровец» грузоподъемностью 5 т. Механизация монтажа стен в постоянном торце осуществлялась при помощи башенного крана СБК-1 М, перемещавшегося вдоль постоянного торца здания.

На рис. 7 приведена схема размещения башенных кранов, а на рис. 8 — схема расположения и подачи панелей к башенным кранам. Башенный кран БК-405 был установлен между рядами колонн Б и Г; ось крана проходила

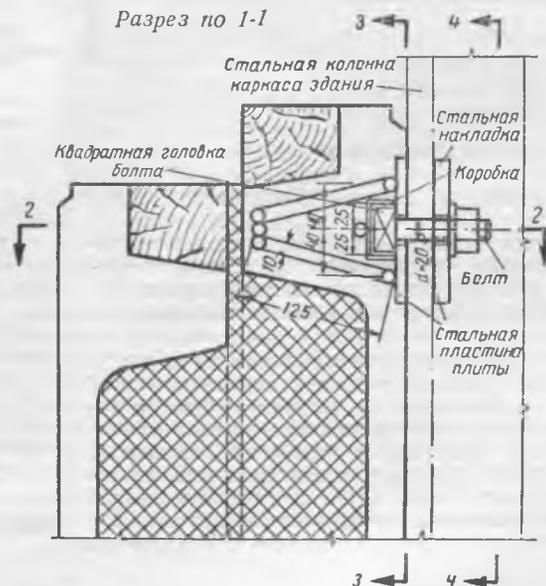
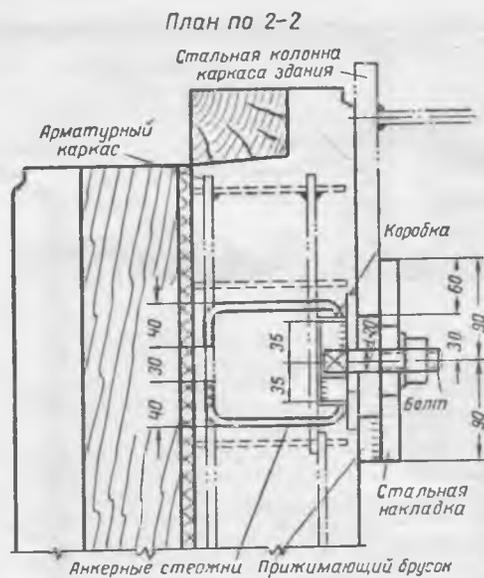
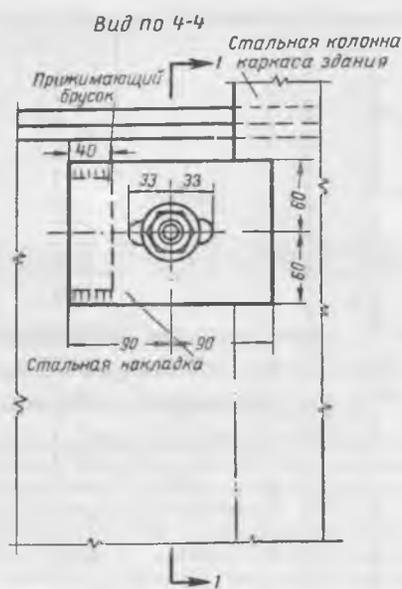


Рис. 5. Детали узла подвижного крепления панели.

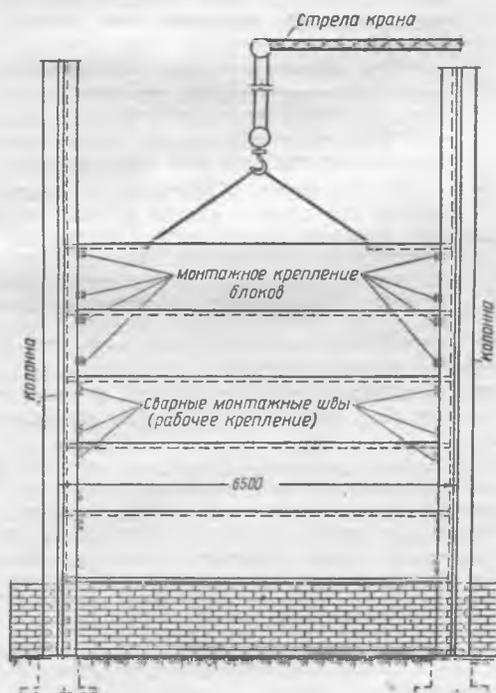


Рис. 6. Схема установки панели (вид с фасада котельной).

по ряду В. Стрела с максимальным вылетом 36 м охватывала весь поперечник здания главного корпуса, кроме дымососного отделения. В этом отделении между рядами колонн Д и Е был расположен самоподъемный кран «Метростроевец».

Крупнопанельные блоки с завода строительных конструкций подавали по временным подъездным железнодорожным путям к постоянному торцу здания главного корпуса, разгружая их на прирельсовом промежуточном складе площадью 2 000 м². Расположение промежуточного склада у постоянного торца главного корпуса было вызвано условиями производства работ по сооружению подземной части главного корпуса (в пределах осей второй очереди). Крупноразмерные стеновые панели разгружали и сортировали на складе двумя железнодорожными кранами.

На промежуточном складе выполняли следующие предмонтажные операции:

- проверку конструкции и геометрических размеров панелей по рабочим чертежам;
- устранение мелких дефектов заводского изготовления на панелях, а также повреждений при транспортировке;
- обшивку руберойдом панелей по их периметру (в пределах сопряжения панелей);
- сортировку блоков по маркам в порядке последовательности их монтажа с последующей нагрузкой панелей на железнодорожные платформы и подачей их к кранам для монтажа.

Проектом организации работ предусматривался монтаж стены из укрупненных многопанельных блоков в составе

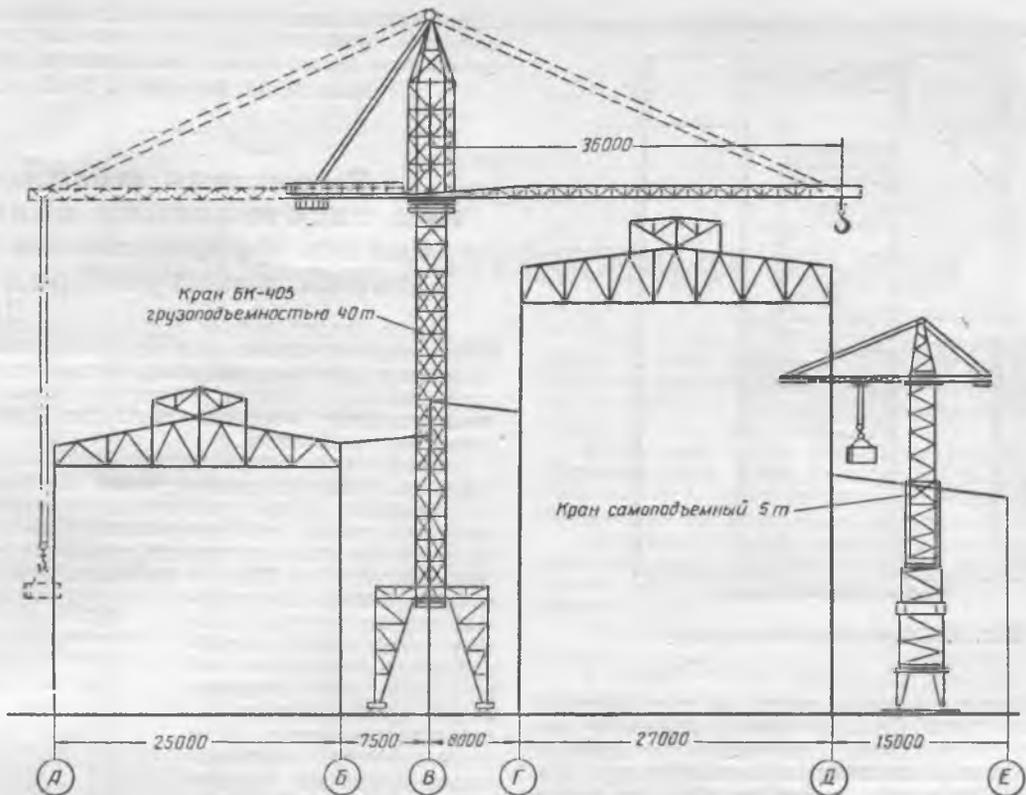


Рис. 7. Схема размещения башенных кранов при монтаже панелей стен (поперечный разрез по главному корпусу).

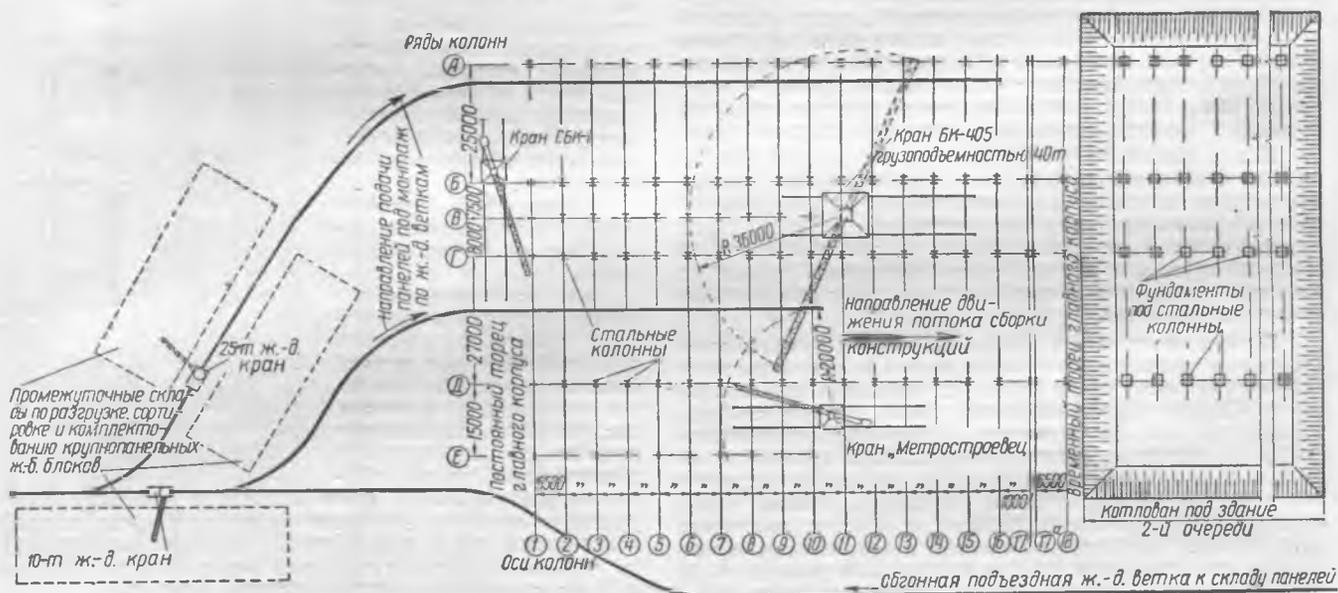


Рис. 8. Схема расположения и подачи панелей к башенным кранам (план).

двух—шести панелей. Вес такого укрупненного блока с учетом веса такелажного приспособления обуславливался грузоподъемностью железнодорожного крана на складе (на максимальном вылете стрелы) и колебался в пределах от 4 до 13 т. Высота многопанельного блока стены составляла 2,3—7,1 м. Согласно проекту организации работ для укрупнения многопанельных блоков был сооружен специальный плаз из шпальных клеток и траверсы.

Однако предварительное укрупнение стеновых панелей в многопанельные блоки на практике оказалось нецелесообразным. Ввиду сложности сопряжения и крепления панелей между собой на траверсе и к траверсе, а также из-за сложности монтажа многопанельных укрупненных блоков монтаж стенового заполнения не проходил быстрее, а трудовые затраты повышались. Это привело к выводу, что бо-

лее целесообразно монтировать стены из обыкновенных конструктивно оформленных отдельных панелей, увеличив их размеры до предела, определяемого удобством транспортирования.

Плиты кровельных перекрытий и панели стенового заполнения ряда А монтировали при помощи башенного крана БК-405 грузоподъемностью 40 т. Тем же башенным краном поднимали на укладку пакеты из пяти плит кровельных перекрытий. Панели по рядам Д—Е монтировали башенным пятитонным самоподъемным краном. Максимальный вес стеновой панели по рядам А—Б—В—Г—Д—Е составлял 2,8 т, а в постоянном торце—2,2 т. Размеры стеновых панелей по рядам А—Б—В—Г—Д—Е составляли $6,5 \times 1,1$ м, а в постоянном торце— $5,5 \times 1,1$ м.

При монтаже панелей весьма существенное значение

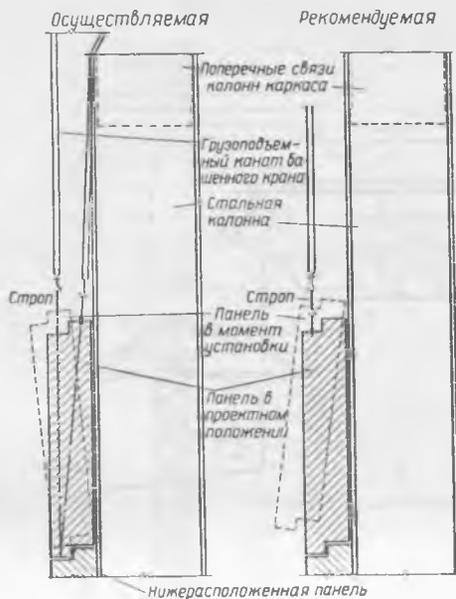


Рис. 9. Схемы монтажа панели.

имеет расположение монтажных петель, за которые крепят грузоподъемные стропы. Согласно проекту монтажные петли вделаны в плиту панели, прилегающую к колоннам каркаса. Это вызывало значительные осложнения при монтаже. На рис. 9 (левая часть) видно, как в момент подачи к колонне панель, при опускании крюка башенного крана, упирается своим нижним ребром в ребро ранее прикрепленной панели. Верхняя часть устанавливаемой панели отклонялась во внешнюю сторону. Для того, чтобы подтянуть панель к колонне (не освобождая строп), нужно было завести крюк крана почти в одну плоскость с наружными гранями двух смежных колонн. Однако при этом грузоподъемный полиспаст испытывал значительное трение о поперечные связи между колоннами, что затрудняло установку и выверку панели и создавало опасность разрыва троса.

Петли надо было устанавливать на наружной стороне панели; в этом случае (см. рис. 9, правая часть) указанные выше трудности устраняются, так как грузоподъемный трос не касается элементов стального каркаса, крюк спускается свободно, грани панели не упираются углами одна об другую, а нижняя часть опускаемой панели на весу притягивается к колонне усилиями двух монтажников и садится на место.

Необходимо отметить важность контроля качества электродуговой приварки монтажных петель к арматуре панели, так как имели место случаи их обрыва в местах приварки. Следует строго соблюдать последовательность технологии при монтаже стенового заполнения и совмещенности его с монтажом металлоконструкций. Это позволит повысить эффективность использования мощного кранового оборудования на строительной площадке. Важно также обеспечить своевременную доставку в нужном количестве определенных типоразмеров панелей в соответствии с технологическим графиком работы и правильно размещать их на промежуточном складе. Панели нужно складывать в таком порядке, чтобы исключить необходимость разыскивания нужных типоразмеров, перекаладывания штабелей, что вызывает потери времени и простой монтажных механизмов.

Опыт транспортирования и механизации монтажа крупных стеновых трехслойных железобетонных панелей показал, что они устойчивы при транспортировании и перегрузочных операциях, а монтаж их несложен и нетрудоемок. В дальнейшем необходимо уменьшить по крайней мере в 3 раза количество типоразмеров панелей, достигав-

шее 70 при общем количестве 2 000 панелей. Это позволит сократить сроки и трудоемкость монтажа и повысить эффективность использования монтажных механизмов.

Инж. Я. М. Моцкин и инж. А. Э. Руманов

Экономия металла при изготовлении анкерных болтов фундаментов опор линий электропередачи

Метод осадки концов прутка для нарезки резьбы давно известен, однако этот резерв экономии металла, к сожалению, редко используется, хотя он может дать большую экономию в случае применения длинных болтов, какими являются анкерные болты для фундаментов опор линий электропередачи.

Длина таких болтов доходит до 250—300 см, а длина нарезаемой части составляет только 13—15 см.

Анкерные болты рассчитаны на разрыв по слабому сечению с учетом ослабления болта резьбой. Поэтому площадь сечения рабочего стержня превышает расчетную площадь примерно на 25%. Во избежание этого следует принимать рабочий ненарезаемый диаметр анкерного болта в соответствии с потребностью на разрыв, т. е. равным расчетному диаметру, а для предупреждения ослабления анкерного болта резьбой следует предварительно осаживать нарезаемый конец в прессе до размера наружного диаметра резьбы.

Практически осаживание анкерных болтов вполне осуществимо, так как для этого нужны лишь простые ковочные машины. Анкерные болты обычно изготавливаются на заводах металлоконструкций, оснащенных кузнечным и прессовым оборудованием.

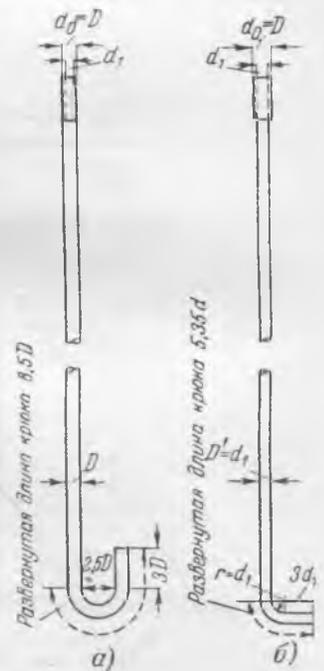
Кроме этого, источником экономии металла может быть изменение формы крюка.

До настоящего времени Теплоэлектропроект продолжает выпускать чертежи анкерных болтов с крюком консидера, несмотря на то, что некоторые организации, как, например, Донбассэнергопроект и строительства Министерства путей сообщения, уже заменили крюк консидера простым прямоугольным отгибом. Устройство крюка консидера излишне при большой длине анкера, требует дополнительных работ на его изготовление и вызывает перерасход металла на 35% по сравнению с прямоугольным отгибом.

На рисунке показана конструкция анкерного болта по чертежам Теплоэлектропроекта (а) и в соответствии с изложенными предложениями (б).

Практическая возможность внедрения способа осаживания анкерных болтов подтверждается опытом строителей сибирского строительного треста Министерства путей сообщения, применивших описываемый метод.

Инж. Н. П. Катигроб



Анкерный болт.
а — типовой; б — рекомендуемый.



ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

Предупреждение шлакования пароперегревателей котлов высокого давления

При вводе в эксплуатацию котлов высокого давления производительностью по 105 т/час, давлением 86 ата и температурой перегрева 500°С на одной электростанции было обнаружено сильное шлакование поверхностей первой по ходу газов ступени пароперегревателя. Шлакование оказалось столь значительным, что через каждые 2—3 дня работы котел необходимо было останавливать для расшлаковки.

Первая по ходу газов ступень пароперегревателя расположена над топкой за небольшим двухрядным фестонированным рядом. Трубки пароперегревателя диаметром 38 × 5 мм из стали 15ХМ (рис. 1) расположены горизонтально.

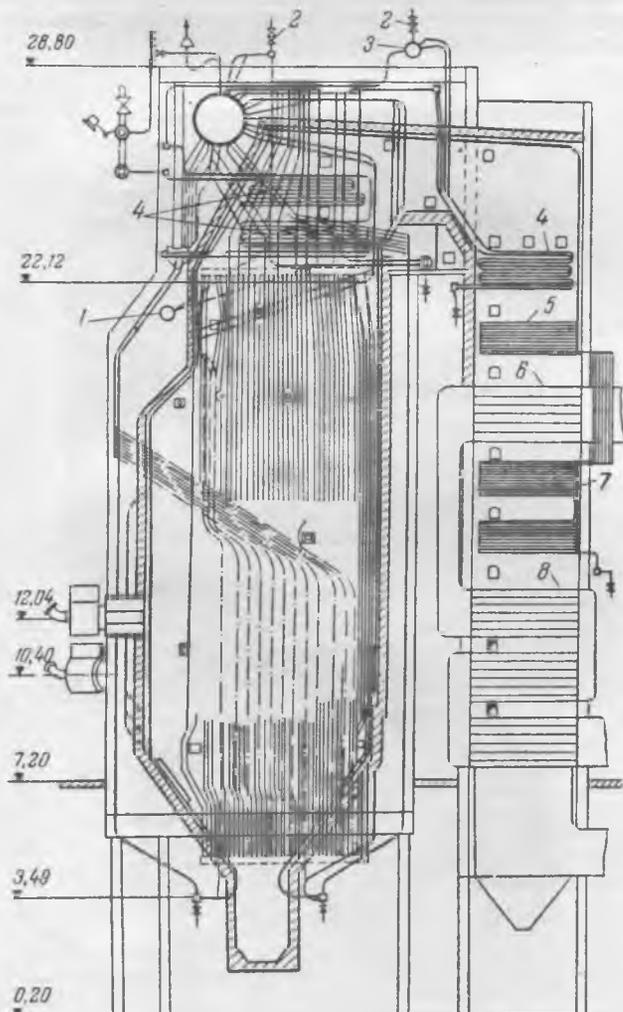


Рис. 1. Котел высокого давления 86 ата, 500°С.

1 — коллекторы продувочной воды для размыва шлака; 2 — воздушный клапан Ду20; 3 — регулятор перегрева; 4 — пароперегреватель I ступени; 5 — водяной экономайзер II ступени; 6 — воздухоподогреватель II ступени; 7 — водяной экономайзер I ступени; 8 — воздухоподогреватель I ступени.

Топка объемом 565 м³ полностью экранирована. Шаг между трубами экранов — 130 и 160 мм. На фронтальной стене котла установлены треугольником три горелки типа Оргрзс — ТКЗ УТ-5. Теплонапряжение топочного пространства — 135 тыс. ккал/м³час.

Котлы работают на АШ со следующей температурной характеристикой золы: температура начала деформации 1 000 ± 1 140°С, температура размягчения 1 050 ± 1 350°С, температура жидкоплавкого состояния 1 100 ± 1 400°С.

Пароперегреватель шлаковался в основном из-за заниженного объема топочной камеры, с расчетными температурами газов: перед фестом 1 247°С, перед пароперегревателем 1 216°С.

Температура пара в эксплуатации была чрезмерно высока.

В первый период работы котлов для расшлаковки пароперегревателя была применена воздушная обдувка.

Так как в районе пароперегревателя шлак находился в размягченном состоянии и воздушная обдувка не давала нужного эффекта, были проведены режимные и реконструктивные мероприятия для улучшения процесса горения и понижения факела в топке:

а) зажигательные пояса на боковых и задних стенках были опущены на 2,5 м в зону холодной воронки;

б) уплотнение труб холодной воронки, проходящих через кладку, было реконструировано;

в) раскрытие амбразур горелок для вторичного воздуха было увеличено;

г) верхняя горелка была отключена по пыли и использована для сброса первичного воздуха;

д) температура первичного воздуха была повышена от 100 до 180°С путем присадки горячего воздуха;

е) поверхность первого по ходу газов пакета пароперегревателя была уменьшена путем вырезки части труб первых рядов (по ходу газов) в шахматном порядке, с уменьшением шага от первого ряда к последующим (рис. 2). До уменьшения поверхности шаг между трубами был равен 200 мм в 1-м ряду, в последующих рядах по 100, а после уменьшения поверхности шаг был равен в 1-м и 2-м рядах по 300, в 3-м ряду 200, а в последующих по 100 мм.

При этом для сохранения равномерной скорости пара в трубах пароперегревателя длина трубок всех змеевиков сохранялась одинаковой.

Проведенные мероприятия дали возможность увеличить кампанию котла до 2 недель.

Была применена расшлаковка пароперегревателя пиками, выполненными из стальных труб диаметром 3/4", концы которых были сплющены с оставлением щелей 5—8 мм. Пики охлаждались технической водой под давлением 4—5 ат.

Поскольку такое средство борьбы со шлакованием вызвало опасение возможного нарушения прочности подвесок, а также ослабления металла труб, инструкцией по расшлаковке запрещалась длительная подача воды в одну точку.

После 10 тыс. час. работы пароперегревателя одного из котлов, подвергавшегося периодической обмывке при расшлаковке котла водой, были взяты образцы труб для механических испытаний и металлографических исследований. Одновременно были проведены сравнительные исследования аналогичных образцов труб, не бывших в работе.

Данные механических испытаний и металлографических исследований приведены в таблице.

Испытание на сплющивание образца трубы, бывшей в работе, показало удовлетворительные результаты. В образце трубы, не бывшей в работе, при сплющивании были обнаружены трещины.

Таким образом, труба, не бывшая в работе, обладала

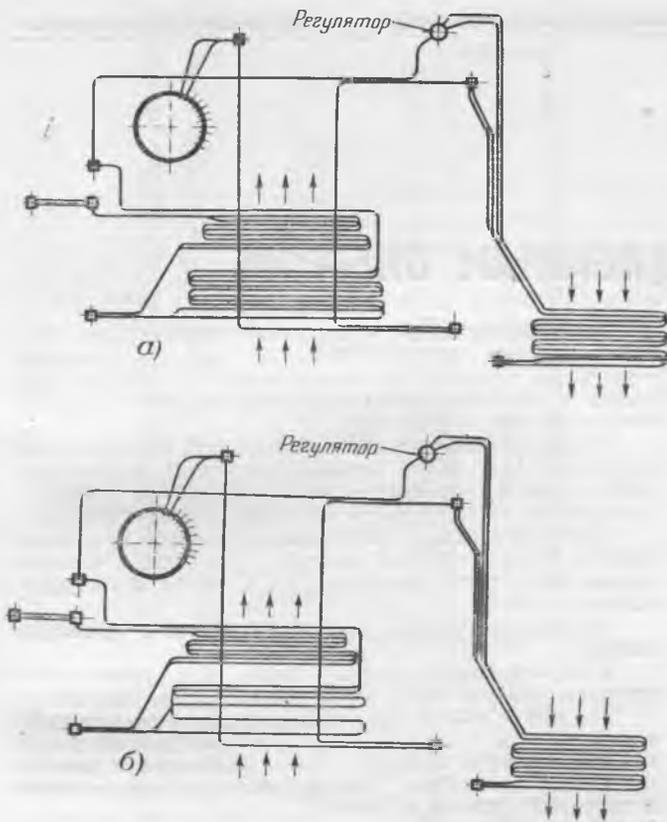


Рис. 2. Схема пароперегревателя.

а — до реконструкции первого по ходу газов пакета; б — после реконструкции первого пакета.

№ образцов	Предел прочности, кг/мм ²	Относительное удлинение, %
Труба, бывшая в работе (длинная)		
11-1	49,9	23,2
11-2	51,4	23,0
12-1	50,6	21,8
12-2	49,7	17,2
13-1	51,0	21,8
13-2	49,2	—
Среднее . .	50,3	21,6
Труба, не бывшая в работе (короткая)		
21-1	58,2	19,4
21-2	59,9	18,5
22-1	56,5	17,3
22-2	57,2	17,3
Среднее . .	57,9	18,1

приблизительно на 15% большей прочностью и на 15% меньшим относительным удлинением, чем труба, проработавшая 10 тыс. час.

Понижение прочностных свойств и увеличение пластичности трубы, бывшей в эксплуатации, объясняются влиянием длительного рабочего нагрева, приведшего к более стабильной структуре с четко дифференцированными ферритом и перлитом по сравнению с менее устойчивой структурой трубы, не бывшей в работе (рис. 3).

Степень сфероидизации карбида после 10 тыс. час. работы трубы показана на рис. 4, а трубы, не бывшей в работе, — на рис. 4, б. На нетравленном шлифе не было обнаружено никаких пороков.

После 21 415 час. работы котла были проведены по-

вторные механические испытания и металлографические исследования трубок пароперегревателя. Предел прочности двух образцов труб составил соответственно 48,5 и 50 кг/мм²; относительное удлинение — 22,6 и 22%. Оба образца выдержали сплющивание до провета, равного утроенной толщине трубы. Микроструктура исследованного образца состояла из зерен феррита и перлита. Величина зерен различна и колеблется в пределах 8 ± 5 баллов шкалы зернистости (ГОСТ 5639-51). Внутренняя поверхность трубы обезуглерожена на глубину 0,15 мм. Перлит сфероидизирован; степень сфероидизации оценена 4 баллами по шкале ВТИ, отдельные карбиды имелись по границам и внутри ферритных зерен. Структура исследованного образца представлена на рис. 5. Травлено 2%-ным раствором HNO₃ в спирте. На нетравленном шлифе никаких дефектов обнаружено не было.

Из приведенных выше исследований можно сделать следующие выводы:

а) сфероидизация перлита, оцениваемая 4 баллами шкалы ВТИ в металле труб и пароперегревателя, находящегося в эксплуатации 21 450 час., является нормальной;

б) прочность и пластические свойства исследуемой трубы укладываются в нормы Технических условий Минчермет (ТУ-778).

Результаты второго анализа трубы показали, что изменение структуры в ней является закономерным.

Удаление шлака с поверхностей пароперегревателя пикой с водяным охлаждением улучшило условия эксплуатации котлов, но не давало возможности полностью очистить пароперегреватель, что приводило к недопустимому перегреву металла отдельных змеевиков.

В связи с этим на котлах была смонтирована разводка труб и на каждый котел установлено по 15 сопел для размыва шлака продувочной водой (рис. 6). Сопловый обдувочный аппарат показан на рис. 7.

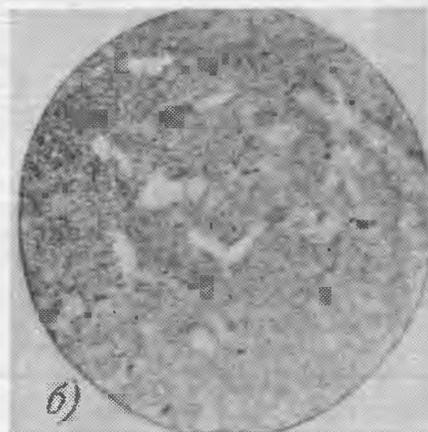
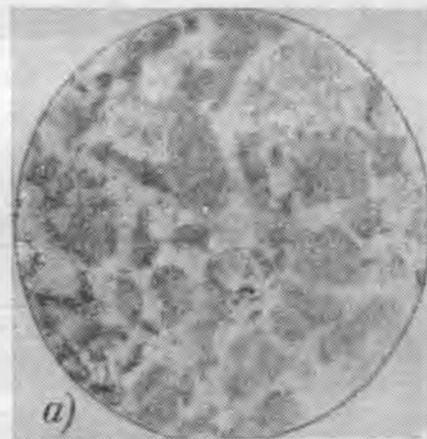


Рис. 3. Микроструктура металла трубы.

а — бывшей в работе; б — не бывшей в работе.

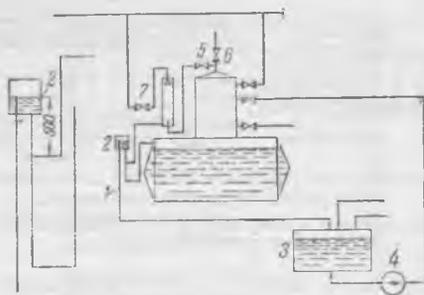


Рис. 2. Схема включения аппарата.

нимальным для достаточно полной конденсации. Отсутствие парения из воздушника и наличие горячей воды в сливной линии говорят о правильной работе аппарата.

В течение 2 лет эксплуатации на одной из тэц теплообменники такого типа показали надежную работу, не требуя особого ухода.

Применение их возможно и для использования тепла вторичного пара дренажных баков, которое иногда теряется в значительных количествах.

Инж. П. П. Голованов

Повреждение переключателя ответвлений мощного трансформатора под нагрузкой

Трансформатор фирмы АСЕС типа ТNR-5448, 20 тыс. кВА, $150,1 \pm 6 \times 2,5\% / 38,5 \pm 2 \times 2,5\% / 6,6$ кВ (рис. 1) с встроенным трехфазным переключателем типа RFR4 (рис. 2) после монтажа проработал 13 861 час.

В течение этого периода было произведено под нагрузкой 654 переключения ответвлений обмотки 150-кВ трансформатора.

Положение переключателя ответвлений Г	Положение предварительного переключателя	Соединение ответвлений	Обмотка высшего напряжения, кВ
1	3-4	S2-9	172,75
2	3-4	S1-8	168,63
3	3-4	S2-7	164,99
4	3-4	S1-6	160,98
5	3-4	S2-5	157,41
6	3-4	S1-4	153,87
7	2-4	S2-3	153,87
8	2-4	S1-0	150,10
9	2-4	S2-9	146,11
10	2-4	S1-8	142,44
11	2-4	S2-7	139,36
12	2-4	S1-6	135,20
13	2-4	S2-5	131,56
	2-4	S1-4	127,90

Положение переключателя ответвлений Б	Соединение ответвлений	Обмотка среднего напряжения, кВ
I	2-3	40,38
II	3-4	33,50
III	4-5	38,50
IV	5-6	37,50
V	6-7	36,62

Обмотка низшего напряжения—6,615 кВ.

В августе 1953 г. при переключении ответвлений этой обмотки трансформатора с 5-го в 7-е положение произошло короткое замыкание в переключателе, вызвавшее разрыв его крышки, расположенной сверху трансформатора, и выплеск горящего масла, которое продолжало гореть на трансформаторе и на территории вокруг него.

Трансформатор отключился от действия дифференциальной токовой защиты; газовая защита трансформатора и газовый детектор переключателя сработали на сигнал.

Пожар был ликвидирован в течение 2—3 мин. начальником подстанции и дежурным монтером при помощи густопенных огнетушителей № 3.

При вскрытии трансформатора были обнаружены следующие повреждения:

1. Разрыв по целому месту металлической крышки переключателя (рис. 3).

2. Оплавление неподвижных и секторных подвижных контактов I, II, III (рис. 1) верхней части переключателя ответвлений, замыкающих в нейтрали обмотки 150 кВ токоограничивающие активные сопротивления 28, 36 и 56 ом (соотношение 1 : 1,5 : 2).

3. Значительное оплавление (с полным обрывом одной ветви) токоограничивающего сопротивления 56 ом.

4. Оплавление контактных пластин S1 и S2, соединяющих токоограничивающие сопротивления с контактами основного переключателя ответвлений (рис. 4).

5. Сильное оплавление контактов 2 и 4 предварительного переключателя ответвлений (рис. 5).

6. Оплавление контактов 0, 3, 4 фаз А и В основного переключателя ответвлений.

7. Перекрытие бакелитовых цилиндров, в которых смонтированы токоограничивающие сопротивления, неподвижные контакты I, II, III их секторных переключателей и контактные пластины S1 и S2, соединяющие токоограничивающие сопротивления с контактами переключателя ответвлений.

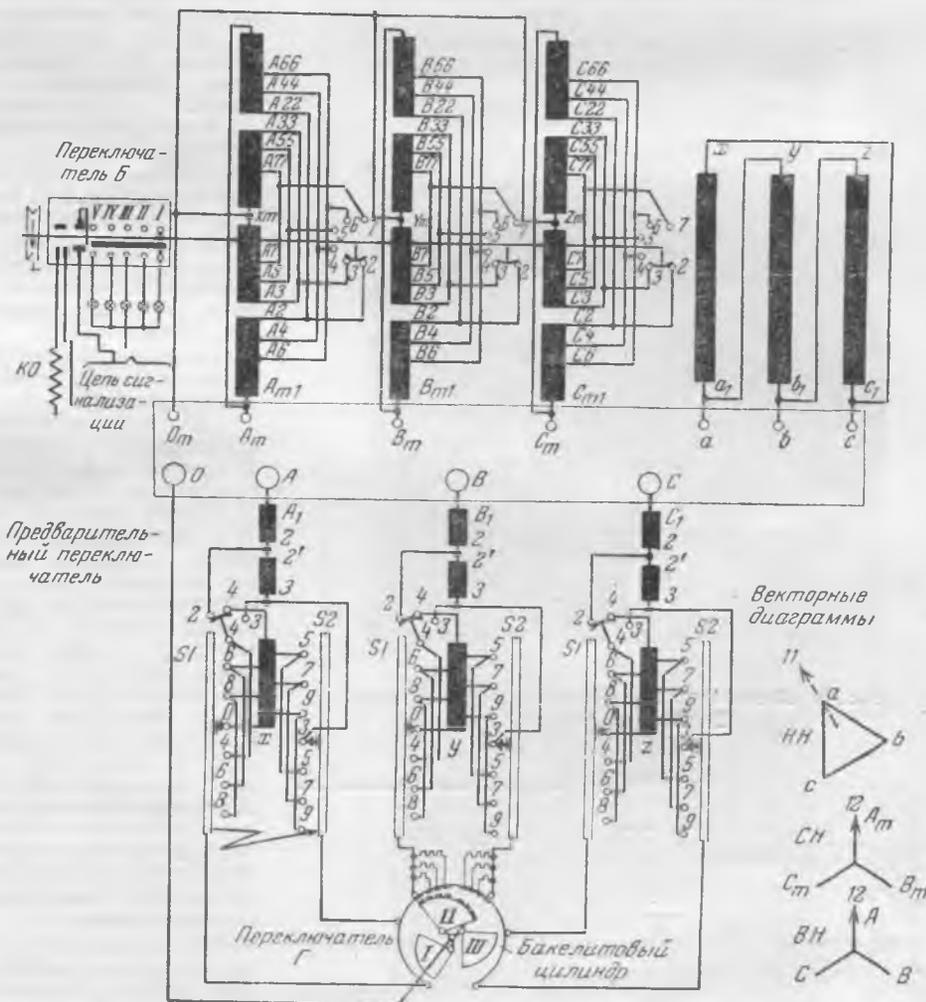


Рис. 1. Схема соединений обмоток трехфазного трехобмоточного трансформатора типа ТNR-5448 фирмы АСЕС.

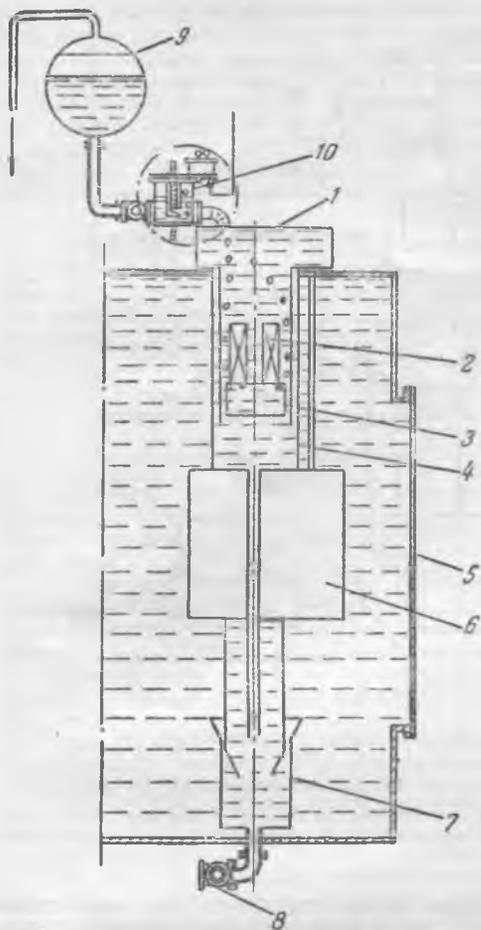


Рис. 2. Расположение переключателя ответвлений в баке трансформатора.

1—крышка переключателя; 2—токоограничивающие сопротивления; 3—переключатель токоограничивающих сопротивлений; 4—бак переключателя ответвлений; 5—боковая дверь бака трансформатора; 6—клетка переключателя ответвлений с предварительными и основными контактами; 7—маслоотстойник переключателя; 8—вентиль; 9—расширитель трансформатора, разделенный вертикальной перегородкой с фильтром; 10—газовый детектор переключателя.



Рис. 4. Цилиндр переключателя токоограничивающих сопротивлений с перекрытыми контактными пластинами S1 и S2 фазы A переключателя ответвлений обмотки 150 кв.



Рис. 5. Оплавленные контакты предварительного переключателя ответвлений.

пластин S1 и S2, разность потенциалов между которыми составляет $\frac{25,97}{\sqrt{3}}$ кв.

При перекрытии контактных пластин S1 и S2 коротнулись регулировочные обмотки 2'-0. Вследствие короткого замыкания между этими обмотками и произошло повреждение переключателя, вызвавшее воспламенение масла.

Только благодаря своевременно принятым энергичным действиям повреждение трансформатора было локализовано в переключателе.

Аварийный ремонт трансформатора с заменой поврежденных деталей переключателя был произведен в течение 144 час.

Выводы

Описанный случай повреждения трансформатора свидетельствует о необходимости строгого выполнения на подстанциях и в распределительных устройствах электростанций требований пожарной безопасности, требований § 686 и 714 «Правил технической эксплуатации» и обучения эксплуатационного персонала приемам быстрого тушения пожара.

Встроенные трехфазные переключатели ответвлений обмотки 150 кв под нагрузкой типа RFR4 фирмы ACEC не обеспечивают безаварийной работы трансформаторов. Компактность конструкции этого переключателя достигнута в ущерб надежности и удобства обслуживания в эксплуатации.

Более надежными и доступными для осмотров являются переключатели ответвлений под нагрузкой, у которых в качестве токоограничивающих сопротивлений применены реакторы, а не омические сопротивления. Реакторные схемы переключателей ответвлений позволяют произвести около 5000 переключений без осмотра контактов.

Инж. В. И. Чернышев

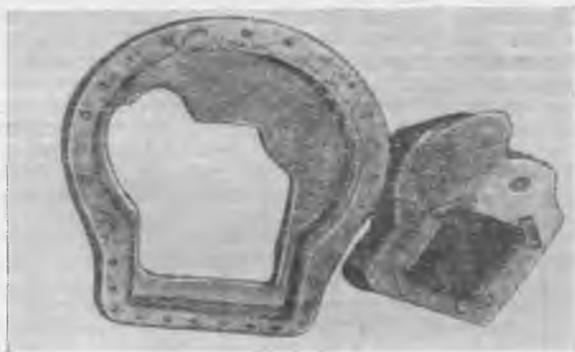


Рис. 3. Поврежденная металлическая крышка переключателя ответвлений.

Повреждение переключателя произошло из-за небрежной сборки на заводе-изготовителе, выразившейся в смещении на 15—25 мм сочленяющихся контактов контактных пластин S1 и S2 переключателя ответвлений на бакелитовом цилиндре (некоторые контакты соприкасались со стальными винтами, крепящими пластины к бакелитовому цилиндру), а также нарушения контакта в ограничивающих сопротивлениях и обрывом цепи в ветви 56 ом.

При переключении ответвлений в 7-е положение образовалась электрическая дуга на контактах фазы A с отложением углерода на бакелитовом цилиндре верхней части переключателя, что привело к перекрытию закрепленных на нем (на расстоянии 50 мм друг от друга) контактных

Опыт эксплуатации автоматического синхронизатора типа АСУ-11

На одной из гидроэлектростанций энергосистемы установлены автоматические синхронизаторы с постоянным временем опережения типа АСУ-11 треста «Электропривод».

При лабораторных испытаниях, монтаже, наладке, а также в процессе дальнейшей эксплуатации указанных синхронизаторов были обнаружены серьезные недостатки, которые часто приводили к задержке синхронизации генераторов и значительным толчкам в момент включения.

Так, например, по заводской схеме при одновременном включении цепей постоянного и переменного тока синхронизатор срабатывал неправильно, ввиду того что реле времени опережения (РВО), включенное в анодной цепи лампы 2ЛУ двухкаскадного усилителя, замыкало свои контакты до прогрева лампы и давало неверный импульс на

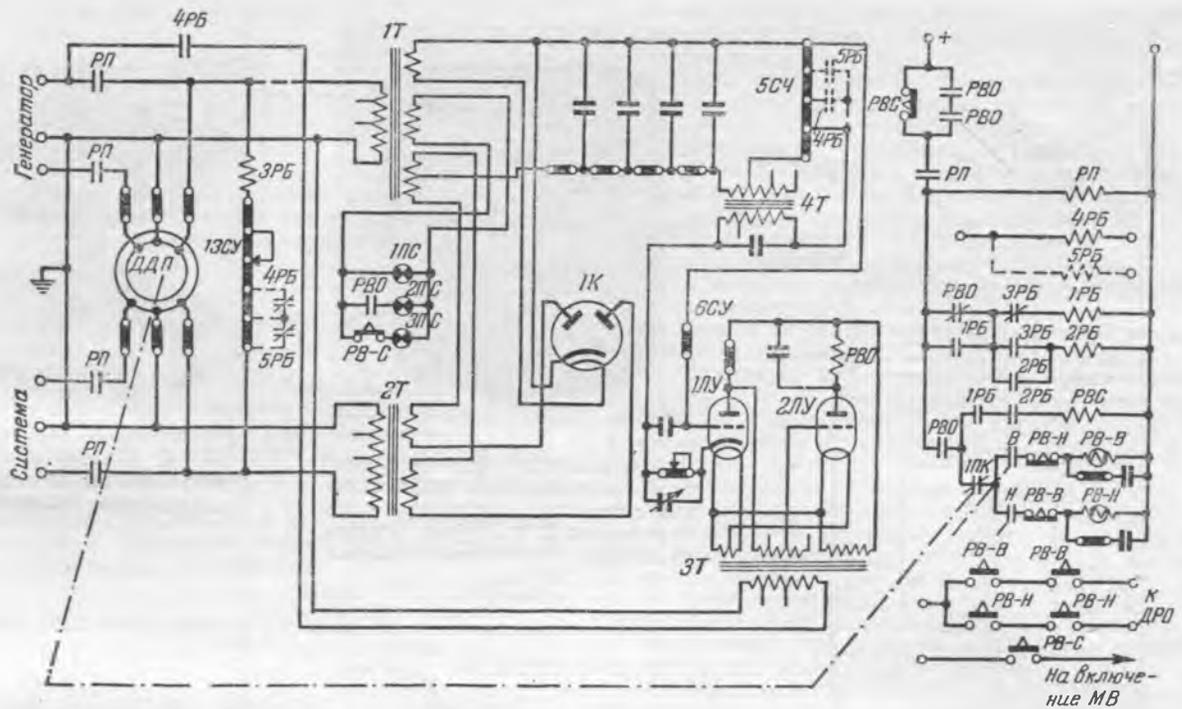


Рис. 1. Принципиальная схема синхронизатора АСУ-11 (пунктиром показаны исключенные из заводской схемы элементы).

ДДП—двигатель двойного питания; ИК — кенотрон типа 5Ц4С; 1ЛУ—триод типа 6Ф5; 2ЛУ—триод типа УО-186; 1Т, 2Т и 3Т—вспомогательные трансформаторы; 4Т — трансформатор дифференцирующего контура; 5С4 — сопротивление дифференцирующего контура; РВО — реле времени опережения; РВ-В и РВ-Н—реле уравнивателя частот (В — выше, Н — ниже); 1РБ, 2РБ, 4РБ и 5РБ — вспомогательные промежуточные реле; 3РБ — реле напряжения (включено на напряжение биений).

включение выключателя (рис. 1). Предусмотренное в последних схемах синхронизатора АСУ-11 температурное реле с биметаллом (на схеме не указано) не обеспечивало включения оперативных цепей после прогрева ламп.

При включении синхронизатора одновременно с пуском агрегата электродвигатель двойного питания (ДДП) элемента подгонки частоты начинал вращаться со скоростью 3 000 об/мин с постепенным замедлением в процессе разворота агрегата до скорости, соответствующей скольжению последнего. При такой скорости вращения двигателя двойного питания выходила из строя контактная система элемента подгонки частоты.

С целью ликвидации указанных недостатков схема синхронизатора АСУ-11 была реконструирована.

Ввиду одинакового времени включения выключателей из схемы были исключены промежуточные реле 4РБ и 5РБ, предусмотренные для получения различных уставок разности частот и времени опережения. Реле 4РБ было использовано для включения цепей накала ламп одновременно с пуском агрегата. Цепи же оперативного постоянного тока и остальные цепи переменного тока включаются посредством реле времени, которое запускается от реле напряжения, контролирующего напряжение статора генератора. При синхронизации агрегата во время пуска можно обойтись без реле времени, так как время разворота агрегата вполне достаточно для прогрева ламп. Однако во время автоматической синхронизации агрегата, предварительно вращавшегося в возбужденном состоянии при отсутствии реле времени, цепи оперативного и переменного тока включаются одновременно, и синхронизатор может дать ложный импульс на включение выключателя. С целью исключения несинхронного включения в последнем случае и предусмотрено реле времени с уставкой 30 сек., чего вполне достаточно для прогрева ламп.

Другим недостатком синхронизатора АСУ-11 является несовершенная конструкция элемента подгонки частоты. Контакты этого элемента, замыкающиеся посредством диска двигателя двойного питания, работают недостаточно надежно и часто разрегулировываются.

Наиболее существенным недостатком синхронизатора АСУ-11, выявленным в процессе эксплуатации и приводящим к несинхронным включениям генераторов со значительными толчками, является то, что с течением времени характеристики электронных ламп двухкаскадного усилителя сильно изменяются.

Так, на одном из синхронизаторов при первоначальной наладке была снята характеристика зависимости анодного тока лампы 2ЛУ от напряжения на сетке (U_c) лампы 1ЛУ, изображенная на рис. 2 (кривая 1). При этом регулировка была произведена таким образом, что реле РВО срабатывало при $U_c = -0,19$ в и отпадало при $U_c = +1,0$ в.

В течение годичной эксплуатации после наладки указанный синхронизатор несколько раз включал генераторы с большими толчками, ввиду чего он был демонтирован и повторно проверен в лабораторных условиях. При снятии характеристики усилителя выяснилось, что последняя сильно изменилась (кривая 2 на рис. 2) и реле РВО срабатывало уже при напряжении $U_c = +(0,55 \div 0,6)$ в и отпадало при напряжении $U_c = +(1,5 \div 1,6)$ в. При этом, как показала проверка, параметры сопротивлений и других элементов схемы не изменились. Следовательно, можно сделать вывод, что сдвиг характеристики усилителя обусловлен изменением характеристик ламп. Срабатывание реле РВО при положительном напряжении на сетке входной лампы усилителя приводит к появлению зависимости ус-

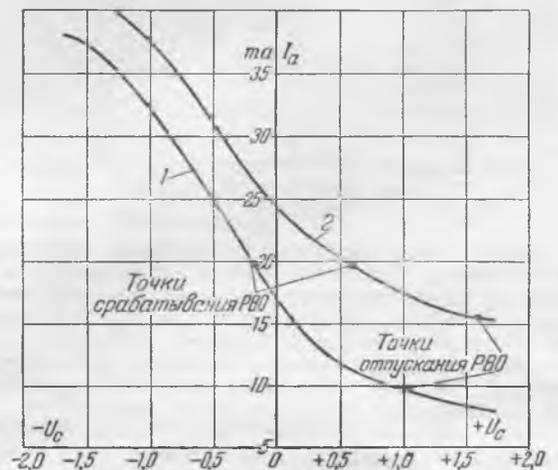


Рис. 2. Характеристики усилителя. 1 — при наладке; 2 — после одного года эксплуатации.

тавки по времени опережения от уставки по разности частот, и при малых разностях частот синхронизатор производит несинхронное включение генератора. Следует также отметить, что замена вышедших из строя электронных ламп синхронизатора невозможна без последующей наладки и регулировки синхронизатора в лабораторных условиях, так как характеристики даже новых однотипных радиоламп значительно отличаются друг от друга. Указанное обстоятельство также сильно усложняет эксплуатацию.

Выводы

Опыт эксплуатации автоматических синхронизаторов типа АСУ-11 с постоянным временем опережения показал, что они имеют ряд существенных недостатков, являются недостаточно надежными в эксплуатации и поэтому не могут быть рекомендованы для дальнейшего применения.

Инж. Н. Х. Канаян
и инж. Ю. Е. Ходжамирян

ОТ РЕДАКЦИИ

Недостатки синхронизатора с постоянным временем опережения типа АСУ треста «Электропривод» уже отмечались (см. Н. А. Макаров, «Электрические станции», 1953, № 8).

Из статьи Н. Х. Канаяна и Ю. Е. Ходжамиряна с описанием вновь выявленных в процессе эксплуатации весьма существенных недостатков синхронизатора АСУ-11, приводящих к несинхронным включениям генераторов, следует, что трест «Электропривод» не изучает опыта эксплуатации и своевременно не устраняет недостатков синхронизаторов типа АСУ.

Опыт показал, что сложность схемы и большое число мало надежных элементов синхронизаторов типа АСУ усложняют эксплуатацию, снижают надежность их работы, а в ряде случаев приводят к несинхронным включениям генераторов, исключая тем самым возможность дальнейшей их эксплуатации.

Наряду с этим в ряде энергосистем (Молотовэнерго, Узбекэнерго и др.) много лет успешно применяются простые и надежные синхронизаторы.

Редакция обращается к работникам эксплуатации с просьбой поделиться опытом применения автоматических точных синхронизаторов. Желательно также получить высказывания относительно применения синхронизаторов с постоянным углом опережения, которые значительно проще и надежнее синхронизаторов с постоянным временем опережения, тем более, что толчки тока и момента, которые могут при этом возникнуть, значительно меньше допустимых значений, например при самосинхронизации.

Опыт понижения $\text{tg } \delta$ масла без его смены

На электростанцию был доставлен однофазный трансформатор 40 тыс. кВА, 220/110/13,8 кВ (в числе группы из трех), изготовленный в мае 1954 г.

С завода трансформатор был отправлен без масла. Проверкой на месте была установлена его герметичность. Сопротивление изоляции обмоток без масла составляло около 8—10 тыс. мОм.

После внутреннего осмотра, который проводился без подъема выемной части, трансформатор был залит маслом, прибывшим в цистернах.

Перед заливкой масло обрабатывалось сепаратором и было залито в трансформатор с напряжением пробоя в стандартном разряднике от 50,6 до 53,4 кВ.

Измерения, проведенные после заливки масла, показали, что трансформатор имеет совершенно неудовлетворительные характеристики изоляции (см. таблицу).

В связи с этим была взята проба масла; угол диэлектрических потерь оказался равным 11,4% (при 30°С). Стало очевидным, что ухудшение характеристик изоляции обмоток трансформатора связано с высоким значением $\text{tg } \delta$ масла. Однако из-за отсутствия другого масла (для замены) трансформатор был введен в работу.

Примерно через 30 час. были включены термосифонные фильтры (три фильтра по 51 кг силикагеля, тщательно высушенного перед загрузкой). Перед их включением была взята проба масла из трансформатора при температуре в верхних слоях +71°С. Испытания при 28°С показали, что $\text{tg } \delta = 9,6\%$; электрическая прочность масла составила 52 кВ в стандартном разряднике.

Условия измерения	Схема измерения	R_{00} , тыс. мОм	$\frac{R_{00}}{R_{15}}$	$\text{tg } \delta$, %	$\frac{C_2}{C_{30}}$
На заводе (50°С)	В—К	220	1,83	} Не измерялось	
	С—К	120	1,5		
	Н—К	150	1,5		
После заливки масла на электростанции (32°С)	В—К	140	1,07	7	2,8
	С—К	75	1,25	8,3	3,3
	Н—К	180	1,28	7,2	Не измерялось
По истечении 11 дней работы (38°С)	В—К	720	2,1	0,4	Не измерялось
	С—К	250	1,47	1,1	1,32
	Н—К	340	1,54	1,1	Не измерялось

Через 6 дней работы трансформатора с включенным термосифонным фильтром масло уже имело $\text{tg } \delta = 2,4\%$ (испытано при 30°С), еще через четверо суток трансформатор был отключен для проверки после пробной эксплуатации.

Измерения показали, что характеристики изоляции существенно улучшились (см. таблицу).

Угол диэлектрических потерь масла еще более снизился и достиг 1% (при 32°С).

При вводе в работу выявился ряд трудностей и неудобств, связанных с решением вопроса о возможности включения трансформатора в работу по существующим в настоящее время инструкциям.

По требованиям инструкции снятие характеристик изоляции следует проводить при той же температуре, при которой проводились измерения на заводе (в данном случае +50°С).

Для этого трансформатор необходимо прогреть, что нелегко выполнить в условиях эксплуатации до включения его в работу.

Следует считать целесообразным снятие характеристик изоляции на трансформаторных заводах проводить не только при нагревом трансформатора, но также и при температуре окружающего воздуха (20—30°С) с записью результатов в протоколе испытаний.

Необходимо, чтобы заводы, выпускающие трансформаторы, измеряли при этой температуре сопротивление изоляции, $\text{tg } \delta$ обмоток и величину отношения $\frac{C_2}{C_{30}}$.

Кроме того, необходимо установить дополнительный контроль за трансформаторным маслом по значению угла диэлектрических потерь.

Измерение $\text{tg } \delta$ масла должно проводиться не только на трансформаторных заводах и на монтаже перед заливкой масла в трансформатор, но и на заводах—поставщиках трансформаторного масла.

Требуется продолжить наблюдения за влиянием трансформаторного масла на изоляционные характеристики обмоток трансформатора, а также организовать изучение вопроса о влиянии масла с повышенным значением $\text{tg } \delta$ на условия работы трансформатора.

Кроме этого, необходимо продолжить изыскание способов понижения диэлектрических потерь в масле трансформатора без отключения последнего.

Инж. Н. Л. Гельман

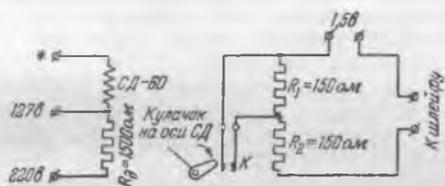
Выносной отметчик времени к осциллографам

В настоящее время осциллографы получили широкое применение во всех отраслях науки и техники. Производство наладок регуляторов скорости и напряжения, устройств синхронизации, испытания сложных реле, измерения скорости и т. п. стало невозможным без применения осциллографа, так как последний превратился в основной прибор, позволяющий производить количественные измерения быстротекущих процессов с высокой точностью.

Существенный недостаток осциллографов заключается в том, что вмонтированные в них микрофонные отметчики времени обычно настроены на частоту 500 гц, что дает возможность пользоваться ими только при записи кратковременных процессов и больших скоростях бумаги. Использование для получения отметок времени промышленной частоты 50 гц также приемлемо при значительных скоростях бумаги. Однако для удобства обозрения осциллограммы и получения лучшего представления о кривой того или иного процесса, особенно длительного, выгоднее работать при малых скоростях, тем более, что работа при больших скоростях во многих случаях приводит к излишнему расходу бумаги и связанным с этим трудностям в обработке осциллограммы (проявление, фиксирование).

Большинство длительных процессов оказывается возможным снимать при скорости 0,2 см/сек, однако пользоваться в этих случаях для отметок времени встроенным отметчиком или частотой 50 гц невозможно, так как все отметки времени сливаются в сплошную полосу.

Автором изобретен и успешно применен при наладочных работах выносной отметчик времени, позволяющий расшифровывать осциллограммы при минимальных скоростях бумаги с достаточной точностью. Схема отметчика показана на рисунке.



Синхронный моторчик типа СД-60, подключаемый к сети переменного тока 127 или 220 в (через добавочное сопротивление $R_0 = 1500 \text{ Ом}$), вращаясь, приводит в движение кулачок из изоляционного материала, который 1 раз в секунду замыкает контакты К.

При разомкнутых контактах К напряжение постоянного тока 1,5 в подается через сопротивления R_1 и R_2 на шлейф, который в течение 1 сек. пишет прямую линию. Через 1 сек. контакт К шунтирует сопротивление R_1 , напряжение на шлейфе кратковременно возрастает, чем и достигается отметка. Набор кулачков с разным числом граней позволяет производить отметки через 0,5, 0,25, 0,1 сек. и т. д.

Описываемый выносной отметчик времени применен при работе с трехшлейфовым осциллографом, тогда как для ряда проведенных испытаний было достаточно только двух шлейфов. При необходимости использовать все три шлейфа на ось моторчика надевается диск с прорезью, который помещается против зеркальца нулевой линии. При вращении диска вместо нулевой линии на бумаге осциллографа будут периодически появляться отметки. Количество отметок в секунду будет зависеть от числа прорезей в диске.

Инж. Б. А. Ростенко

ОТ РЕДАКЦИИ

В схеме, предложенной автором, можно исключить сопротивление R_1 ; величина сопротивления R_2 будет определяться чувствительностью шлейфа. При наличии встроенных в осциллограф сопротивлений к шлейфам надобность в отдельном сопротивлении отпадает.

В тех случаях, когда нельзя выделить специальный шлейф для отметчика и отсутствует зеркальце нулевой линии, предлагаемый автором отметчик может быть использован следующим образом.

В ряде снимаемых процессов можно шунтировать контактами моторчика нить шлейфа либо часть сопротивления к шлейфу на время 1—3 периода. В тех процессах, где

возможен переход огибающей через нуль, можно накладывать постоянный ток от элемента 1,5 в на нить записывающего шлейфа через соответствующее ограничивающее сопротивление.

Усовершенствование схемы лентопротяжного механизма трехшлейфного осциллографа

В электроизмерительных лабораториях энергосистем находится в работе значительное количество трехшлейфных переносных осциллографов «Сименс» с минимальной скоростью съемки процессов 80 мм/сек. Изменение скорости подачи ленты (фотобумаги) в таких осциллографах достигается сменой шестерен, передающих вращение от вала двигателя к валу, ведущему ленту, и регулировкой скорости двигателя в сторону увеличения (изменением тока возбуждения).

Смена шестерен дает скорости 8, 25, 40 и 100 см/сек. Изменением тока возбуждения двигателя регулируется скорость подачи ленты на каждом положении (кроме 100 см/сек) в отношении 1 : 1,5, т. е. получаются скорости $8 \div 11$, $25 \div 35$ и $40 \div 60$ см/сек.

Однако при работах по съемке процессов нестационарного режима (например, пуск и остановка двигателей, электроторможение на подвижном составе и др.) продолжительностью 20—25 сек. расход ленты на каждый опыт, даже при самой малой скорости (8 см/сек), составляет 200 см, т. е. 2 м.

Проявление и последующая обработка таких лент связаны с неудобствами. Особенно нецелесообразно применять указанные скорости при пробных съемках и когда регистрируемые величины изменяются медленно. В то же время наблюдение электрических процессов наиболее целесообразно проводить при больших скоростях вращения зеркала, имеющего общий привод с лентой. Следовательно, для перехода от наблюдения к съемке требуется менять шестерни.

В электроизмерительной лаборатории одной энергосистемы, по предложению автора, была изменена регулировка скоростей лентопротяжного механизма путем изменения схемы включения якоря двигателя.

Фирменная схема питания двигателя (а) и измененная схема (б) показаны на рисунке.

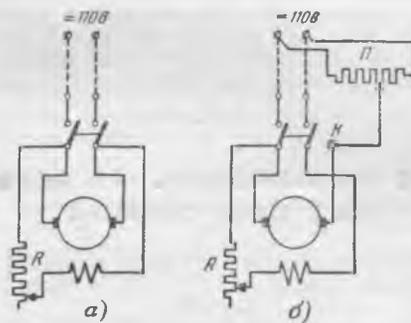


Схема питания двигателя лентопротяжного механизма трехшлейфного осциллографа «Сименс».

а — фирменная схема; б — измененная схема; R — шунтовый реостат; П — потенциометр 110 Ом, 1,7 а; К — вновь устанавливаемый зажим.

Как видно из рис. б, якорь двигателя получает питание от источника постоянного тока 110 в через потенциометр П (110 Ом, 1,7 а). При помощи регулировки напряжения, подаваемого на якорь, можно получать любые плавно регулируемые скорости подачи ленты (от 0 до 100 см/сек), не меняя шестерен (оставив основную шестерню, соответствующую скорости 100 см/сек).

Изменение схемы осуществляется выводом проводника, соединяющего выключатель с якорем, к вновь установленной клемме К (см. рис. б).

Измененная схема позволяет весьма простыми средствами плавно регулировать скорость подачи ленты и переходить от наблюдения процессов на больших скоростях к съемке на малых скоростях без смены шестерен; кроме того, уменьшает расход ленты при съемке на малых скоростях и облегчает процесс проявления и последующую обработку осциллограмм.

Инж. Н. Н. Осколков

ОТКЛИКИ И ПИСЬМА

На статью В. И. Евсеева „Об операциях разъединителями“

В своей статье В. И. Евсеев («Электрические станции», 1954, № 4) затрагивает актуальный вопрос производства разъединителей, обеспечивающих отключение токов холостого хода трансформаторов, зарядных токов линий и т. д.

Однако освоение промышленностью аппаратостроения предлагаемых типов разъединителей не разрешает вопроса о дешевом и бесперебойном снабжении потребителей.

Перечень типов разъединителей, выпускаемых отечественными заводами, мал и не удовлетворяет запросам, возникающим при создании схем электроснабжения потребителей. Капитальные затраты при сооружении подстанций в настоящее время значительны и необходимость сокращения этих затрат бесспорна.

Развитие электросетей и сельской электрификации, а также обеспечение питанием промышленных предприятий требуют от заводов Министерства электротехнической промышленности создания новых коммутационных аппаратов, дающих возможность сооружения подстанций и схем электроснабжения при небольших капитальных затратах и обеспечивающих надежное питание потребителей.

Число типов разъединителей необходимо дополнить разъединителями, обеспечивающими:

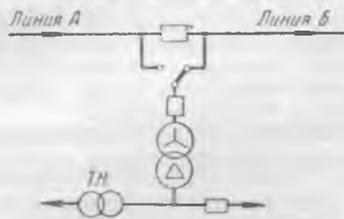
- 1) отключение холостого хода трансформаторов мощностью до 7500 кВА на напряжении 35 кВ;
- 2) отключение холостого хода воздушных линий до 35 кВ длиной до 20 км;
- 3) отключение холостого хода кабельных линий 35 кВ длиной до 10 км;
- 4) отключение уравнивающих токов при небольших разностях напряжений после отключения.

Кроме того, необходимы переключающие разъединители, допускающие разрыв холостого хода трансформаторов мощностью до 7500 кВА, и разъединители с падающим заземляющим ножом.

Все перечисленные разъединители необходимо оснастить грузовыми приводами, с предвартительным заводом и автоматикой на переменном токе.

Выпуск указанной аппаратуры даст возможность создавать схемы электроснабжения потребителей с минимальными затратами, надежные в эксплуатации и отвечающие требованиям «Правил устройства электрических установок».

На подстанциях, где принята схема с двумя питающими линиями и одним или двумя силовыми трансформаторами, обычно устанавливается три-четыре выключателя, а на подстанциях с переключающим разъединителем число выключателей уменьшается на один. Для примера можно привести следующую схему использования переключающих разъединителей (см. рисунок).



При коротком замыкании на линии Б отключается линейный выключатель и при снятии напряжения с подстанции автоматически отключается выключатель со стороны низшего напряжения.

Переключающий разъединитель при помощи грузового привода (заведенного ранее) перебрасывает ножи на линию А, а затем включается трансформатор со стороны низшего напряжения.

Питание устройств автоматики можно осуществить от трансформаторов напряжения, включенных до выключателя со стороны низшего напряжения.

Масляные выключатели должны быть оснащены грузовыми приводами.

Применение разъединителей, отключающих ток холостого хода трансформаторов средней мощности, упростит схемы подстанций и обеспечит условия автоматики.

В сетях с малыми мощностями коротких замыканий целесообразно использовать разъединители с падающим заземляющим ножом, но вследствие того, что отечественной промышленностью они не выпускаются, применение их ничтожно.

Упрощение схем электроснабжения и питающих подстанций за счет установки легкой и дешевой аппаратуры с применением простейшей автоматики, а также рациональное размещение их дадут возможность создать экономичное и бесперебойное электроснабжение промышленных и сельскохозяйственных потребителей.

Следует поставить вопрос перед электропромышленностью о выпуске указанной коммутационной аппаратуры.

Возможно на базе разработанных и выпускаемых типов осуществить выпуск необходимых аппаратов, оснащенных уже проверенной в эксплуатации автоматикой (грузовые приводы, автоматика на переменном токе).

Инж. Ю. Н. Варфоломеев

О дифференциальной защите генераторов и трансформаторов

В статье Г. В. Подковырова¹ приведен важный анализ токов многофазных поврежденных генераторов с катушечной обмоткой, к которым относится большая часть гидрогенераторов. При этом правильно рекомендуется расширить и на них повышение тока срабатывания дифференциальных защит до $(1,2 - 1,5) I_N$, что предотвратит неправильные действия защиты при нарушениях в ее цепях.

Однако следует отметить, что это мероприятие не предотвращает полностью неправильные срабатывания под влиянием токов небаланса при внешних коротких замыканиях. Неравенство сопротивлений плеч дифференциальной защиты, неидентичность и остаточная индукция у трансформаторов тока могут привести к ложному действию, особенно при коротких замыканиях, сопровождающихся большими аperiodическими токами.

Можно привести характерный пример одновременного неправильного действия защит турбогенератора и трансформатора, которое произошло при протекании тока по двум фазам после включения выключателя. Ток срабатывания защиты турбогенератора составлял $1,2 I_N$, а защиты трансформатора — $2,9 I_N$ (дифференциальная отсечка). Промежуточных насыщающихся трансформаторов в защитах не было. Схемы и все параметры защит приведены на рис. 1. Там же указаны токи небаланса при нагрузке, близкой к номинальной. Токи небаланса в защите генератора в этом случае превысили $5,11a$ при сквозном токе $4,3 I_N$, а в защите трансформатора соответственно $12,5a$ при $3,5 I_N$. Поскольку можно предположить каскадное действие защит, порядок которого неизвестен (вероятно

¹ «Электрические станции», 1953, № 11.

с передвижением бригады, например при производстве выборочного верхнего осмотра опор (троса), установка заземлений отнимает значительно больше времени, чем сама работа по осмотру. Бригада из 2 чел. за рабочий день без установки заземлений может проверить 20 опор, а с установкой заземлений — не больше пяти-шести опор. Автор считает, что при верховых осмотрах на линиях электропередачи и подобных работах с быстрым передвижением бригад по линии установка двусторонних заземлений (в местах, где нет пересекающихся и пересекаемых высоковольтных линий) может не выполняться, чтобы не задерживать работы бригады.

2. Для производства работ на открытой части подстанции бригада неэлектромонтажного персонала допускается в количестве не свыше 6 чел. Только при прокладке кабеля допускается 10 чел. При такелажных работах, рытье траншей и пр., когда требуется одновременная работа свыше 6 чел., приходится создавать две и более бригад с отдельными наблюдающими. Автор считает, что состав таких бригад, как и при прокладке кабеля, можно довести до 10 чел.

3. На линиях электропередачи под напряжением производителю работ не разрешается принимать непосредственного участия в работе; его обязанность — вести наблюдение за ходом работ и соблюдать требования «Правил техники безопасности». Это действительно необходимо на то время, пока люди работают наверху опоры, вблизи от напряжения. Однако по технологическому процессу немало времени работа производится только внизу. В это время производитель может принимать участие в работе бригады; при работе верхолазов (наверху) он может подавать им инструмент и легкие приспособления. Это в ряде случаев высвобождает одного низового малозагруженного работника бригады.

4. При работе с изолирующей лестницы введена должность так называемого дублера-верхолаза. Как показывает практика, эта должность излишня и без нее можно обойтись, сэкономив одного квалифицированного работника. Надо запретить выпуск изолирующих лестниц с ручным приводом лебедки, который отвлекает от основной работы 2 чел.

5. «Правила технической эксплуатации» и «Правила техники безопасности» требуют для каждого вновь назначаемого или переводимого на другую работу дежурного обязательное прохождение дублирования в течение не менее двух недель без учета сложности схемы и количества оборудования установки (электростанции или подстанции) и вне зависимости от того, впервые ли он допускается к самостоятельному дежурству или имеет опыт дежурства в подобных установках.

Указанное требование вызывает значительный перерасход рабочего времени, так как оно обосновано только для допуска в сложных установках и для вновь подготавливаемого персонала. В остальных случаях время стажировки персонала можно сократить не менее чем на половину.

Приведенные примеры говорят о наличии возможностей для внесения поправок в действующие «Правила техники безопасности», которые, не снижая условий безопасности работ в высоковольтных установках, дадут возможность повысить производительность труда.

Инж. Ш. А. Бунин

ОТ РЕДАКЦИИ

Техническое управление Министерства электростанций в 1955 г. пересматривает действующие «Правила техники безопасности». Редакция обращается к читателям журнала с просьбой направлять свои пожелания по этому вопросу в Орггэз по адресу: Москва, 5, Кукуйский пер., дом № 4.

О постоянных знаках на опорах линий электропередачи

После опубликования в № 1 журнала за 1955 г. дискуссии «О постоянных знаках на опорах линий электропередачи» в редакцию прислали замечания: В. И. Евсеев (Карагандаэнерго), Б. Н. Еганов (Электросеть Азэнерго), А. А. Виноградов (Электросети Крымэнерго), П. Д. Доро-

хин (слушатель Энергетической академии), В. Я. Емельянов (Электросети Ростовэнерго), П. И. Бажанов (Сочиэнерго), Ф. Н. Иванов (Электросети Кузбассэнерго), Н. М. Журавлев (Укрглавсельэлектро Министерства сельского хозяйства УССР), А. З. Коптелов (Энергоуправление комбината «Кузбассуголь»).

Все приславшие замечания сходятся в том, что указания на металлических опорах года их установки не требуются.

Большинство согласны с тт. Мусатовым и Наумовским и считают ненужной затрату рабочего времени на нанесение и поддержание на деревянных опорах года установки опоры или отдельных деталей и их замены, а также знаков расцветки фаз проводов линий электропередачи на всех анкерных опорах, считая достаточным сохранение расцветки только на опорах, смежных с транспозиционными.

В связи с последним значительная часть приславших замечания считает, что в производственных инструкциях монтажникам—обходчикам линий электропередачи должен быть указан порядок сообщения о выявленных дефектах на проводах и гирляндах изоляторов не по расцветке фаз проводов, а по пространственному расположению их, т. е. «правый», «средний», «левый» или «верхний», «средний», «нижний».

Одновременно те же товарищи считают, что у дежурного по сетевому району и на линейных участках обязательно должен быть схематический план трасс линий электропередачи, предусмотренный «Типовой инструкцией по эксплуатации линий электропередачи», с указанием расцветки фаз и соответствующего им пространственного расположения проводов по всем участкам трассы.

Инж. Евсеев в своих замечаниях ставит под серьезное сомнение необходимость столь часто расположенных на опорах предупредительных плакатов: «Не трогать — смертельно», а также ставит вопрос о выпуске с заводов металлических и деревянных опор и деталей деревянных опор с выполненными заводским способом долговечными обозначениями года выпуска с завода.

Как в дискуссии, так и в упомянутых выше замечаниях редакция находит правильными следующие положения:

1. Отказ от нанесения на металлические или деревянные опоры и детали последних указаний года установки опор или замены деталей деревянных опор силами эксплуатационного персонала при наличии в службе линий сетевого района и на линейных участках четкой технической документации по эксплуатации опор, в которой указаны все необходимые данные.

2. Отказ от расцветки фаз на всех анкерных и переходных опорах и сохранение расцветки фаз на концевых опорах линий и опорах, смежных с транспозиционными. Допустимость выполнения расцветки фаз двумя способами: соответствующей расцветкой знаков или буквами Ж, К, З.

Одновременно необходимо, чтобы:

а) у дежурного по сетевому району и на линейных участках обязательно имелись схематические планы трассы линий с нанесением расцветки фаз и указанием их пространственного расположения по отдельным участкам линии;

б) при проверках знаний персонала «Правил технической эксплуатации» и инструкций требовать от линейных монтеров знания расцветки фаз на закрепленных за ними участках линий;

в) допустить в сообщениях монтеров-обходчиков о выявленных на линии дефектах применение наряду с сообщением по фазам пространственного определения проводов, т. е. «правый», «средний», «левый» или «верхний», «средний», «нижний» и т. п.

3. Предложения т. Евсеева о сокращении количества предупредительных плакатов на опорах в ненаселенных местностях, а также о выполнении на изготавливаемых или пропитываемых опорах заводским способом долговечных знаков, указывающих год выпуска опоры с завода, заслуживают серьезного внимания.

Министерству электростанций целесообразно пересмотреть § 890 «Правил технической эксплуатации» с учетом как высказываний в дискуссии (№ 1 журнала), так и упомянутых выше предложений.

Редакция



ХРОНИКА

В Техническом управлении Министерства

О расширении области применения автоматического повторного включения без проверки синхронизма для линий электропередачи

При достаточно больших сопротивлениях линий электропередачи, связывающих электростанции или части энергосистемы, несинхронное включение этих линий не представляет опасности для оборудования. В этих случаях применение сложных и понижающих надежность работы энергосистем устройств, предотвращающих несинхронное включение, не оправдано, и могут применяться АПВ без проверки синхронизма (АПВб/с). Такие АПВ, обеспечивая обратное включение всех отключившихся во время аварии линий, в ряде случаев предотвращают перегрузку оставшихся линий и нарушение устойчивости.

В случаях, когда включение линий от АПВ происходит после нарушения устойчивости вследствие перегрузки оставшихся линий, усиление связи между энергосистемами способствует восстановлению синхронизма.

Испытания, проведенные ЦНИЭЛ МЭС и энергосистемами, показали, что включение без проверки синхронизма разделившихся во время аварии частей энергосистемы в очень большом числе случаев приводит к восстановлению синхронизма после нескольких циклов асинхронного хода.

В связи с указанным Техническое управление предлагает всем главным инженерам районных управлений и энергокомбинатов (эксплуатационный циркуляр № Э-5/55 от марта 1955 г.):

1. Произвести проверку допустимости для генераторов энергосистемы включение без проверки синхронизма всех линий, отключение которых может вызвать нарушение синхронной работы электростанций или частей энергосистемы.

Включение без проверки синхронизма линии, соединяющей электростанции или части энергосистемы, допустимо, если отношение (кратность) тока несинхронного включения, возникающего при включении с углом расхождения векторов э. д. с. 180° , к номинальному току генератора не превышает:

$$\text{для турбогенераторов} \dots \dots \dots \frac{I_{нс}}{I_n} < 5,0$$

$$\text{для гидрогенераторов} \dots \dots \dots \frac{I_{нс}}{I_n} < 3,0$$

Помимо тока несинхронного включения, протекающего по линии, должен производиться расчет распределения его между электростанциями. Допустимость включения проверяется для каждой электростанции.

В случаях отключения части генераторов электростанции в ремонт или резерв кратность тока несинхронного включения $\frac{I_{нс}}{I_n}$, приходящегося на оставшиеся в работе генераторы, возрастает. Поэтому для электростанции, для которой отношение $\frac{I_{нс}}{I_n}$ близко к предельным

значениям, следует проверять допустимость несинхронного включения линии при работе на электростанции наименьшего возможного в эксплуатации числа генераторов.

Расчет тока несинхронного включения производится приблизительно, по схеме замещения, в которой:

а) генераторы замещаются сверхпереходными реактивными сопротивлениями x_d'' ; при этом нагрузки в схеме замещения не вводятся;

б) э. д. с. всех генераторов, расположенных на одной стороне линии, предполагаются равными $1,05 U_n$ и совпадающими по фазе между собой; то же условие принимается и для э. д. с. генераторов с другой стороны линии; относительно друг друга векторы э. д. с. генераторов, расположенных с противоположной стороны линии, сдвинуты на 180° .

2. На линиях электропередачи, несинхронное включение которых допустимо, установить АПВб/с.

3. Обязать персонал электростанций и подстанций после аварийного отключения транзитных линий, включение которых без проверки синхронизма допустимо, но на которых АПВб/с почему-либо не работало или не установлено, производить немедленное обратное включение этих линий от руки, без проверки синхронизма и без предварительного разрешения диспетчера.

4. Разъяснить персоналу электростанций, сетей и диспетчерских служб, что включение без проверки синхронизма линий, соединяющих разделившиеся во время аварии части энергосистемы, в некоторых случаях может быть неуспешным, т. е. после этого включения может установиться длительный асинхронный ход (качания). В этих случаях персонал должен поступать в соответствии с указаниями противоаварийного циркуляра Технического управления № Э-1/54 от 12/1 1954 г., в котором приведены мероприятия по восстановлению синхронной работы энергосистемы при асинхронном ходе.

5. При внедрении АПВб/с необходимо принимать меры для предотвращения неправильной работы релейной защиты на смежных участках сети.

В случаях, когда при существующих защитах предотвратить неправильную их работу не представляется возможным, материал о внедрении АПВ без проверки синхронизма направлять для окончательного решения в Техническое управление МЭС.

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

Техническим управлением МЭС, Государственной инспекцией по промэнергетике и энергонадзору и Техническим управлением МЭП принято совместное решение (№ 18/10/Э от 22 июля 1955 г.), утвержденное заместителем министра электротехнической промышленности СССР Н. И. Борисенко о внесении изменений в «Руководящие указания по выбору и применению кабелей и изолированных проводов с алюминиевыми и медными жилами».

В связи с тем, что в настоящее время промышленностью согласно ГОСТ 7397-55, 2746-55, 1138-55 и 7396-55 выпускается электроустановочная аппаратура с контактами, приспособленными для присоединения к ним проводов с алюминиевыми жилами, пп. 25 и 26 «Руководящих указаний по выбору и применению изолированных проводов с алюминиевыми жилами» (Госэнергоиздат, 1954), принять в новой редакции:

«п. 25. Провода с алюминиевыми жилами сечением $2,5 \text{ мм}^2$ ($1,5 \text{ мм}^2$ по меди) и выше допускать к применению наравне с медными жилами, за исключением вторичных це-

пей, в операционных и хирургических помещениях больниц, в яслях, детских садах, зрелищных и аналогичных предприятиях со значительным скоплением людей, во взрывоопасных помещениях категорий В-1 и В-1а, в угольных шахтах и на брикетно-обогажительных фабриках, на движущихся установках и механизмах, подверженных постоянным сотрясениям и вибрации (вагоны, краны и т. п.). В указанных помещениях должны применяться провода с медными жилами.

Применение проводов с алюминиевыми жилами допускается при условии присоединения их к электроустановочной арматуре и аппаратам (переходные коробки, предохранители, электросчетчики, выключатели, штепсельные розетки, ламповые патроны и др.) с контактами, приспособленными для присоединения к ним проводов с алюминиевыми жилами, о чем должна иметься специальная надпись (клеймо) на изделии.

Указанное клеймение не относится к установочной аппаратуре, выпускаемой до 1/1 1956 г.

«п. 26. Временно до 1/1 1956 г. при отсутствии электроустановочной аппаратуры с контактами для присоединения к ним проводов с алюминиевыми жилами допускать применение этих проводов в указанных настоящим решением случаях при условии, что окончание проводов для подключения к электроустановочным аппаратам должно быть выполнено медными проводами. Соединение алюминиевых жил с медными должно быть выполнено пайкой, электросваркой или холодной сваркой встык специальными клещами, чертежи которых можно получить в НИИКП МЭП».

В связи с намечаемым выпуском проводов марки АПРТО приложение 2 «Руководящих указаний» дополнить следующим:

«Провода марки АПРТО применять для прокладки в стальных трубах и металлических рукавах в сухих, сырых и особо сырых помещениях и наружных установках».

О стандартизации электрооборудования, применяемого для улучшения коэффициента мощности

Повышение коэффициента мощности является важнейшим мероприятием по снижению потерь энергии в энергосистемах и увеличению пропускной способности отдельных их элементов. Эта задача решается, как известно, применением генераторов реактивной мощности (синхронных конденсаторов), компенсацией реактивной энергии статическими (силовыми) конденсаторами; более широким внедрением на промышленных предприятиях синхронных электродвигателей не только больших и средних, но и мелких мощностей, пускаемых по упрощенным схемам, а также преимущественным применением синхронных электродвигателей вместо асинхронных при комплектации машиностроительными предприятиями поставяемого ими технологического оборудования — агрегатов широкого применения (насосов, вентиляторов, компрессоров, газодувки и др.).

Стандартизация различных видов электрооборудования, применяемого для улучшения коэффициента мощности, содействовала бы наиболее успешному решению поставленной задачи.

Синхронные конденсаторы

Комитетом стандартов, мер и измерительных приборов утвержден в октябре 1954 г. новый Государственный стандарт (ГОСТ 609-54) со сроком введения с 1 июля 1955 г. (взамен ГОСТ 609-41).

Вновь утвержденный стандарт отличается от замененного следующими основными положениями: уточнен и сокращен ряд номинальных мощностей конденсаторов при опережающем токе; снижены потери при номинальном режиме; повышены требования, определяющие удобства эксплуатации и надежность работы конденсаторов.

В соответствии с требованиями стандарта конденсатор должен обеспечивать работу в автоматизированном агрегате на подстанциях без постоянного дежурства обслуживающего персонала. В настоящее время для этой цели разработан ряд типовых схем и типовых комплектных устройств (например, комплектное устройство типа

КУ 280АС) для автоматического управления, защиты и контроля работы синхронных конденсаторов. Поэтому в стандарте указывается, что схемы автоматизированных агрегатов должны быть согласованы между заводом-поставщиком и заказчиком конденсатора.

Основные данные конденсаторов при температуре охлаждающего воздуха $+40^{\circ}\text{C}$, предусмотренные стандартом, указаны в табл. 1.

Таблица 1

Номинальная мощность при опережающем токе, <i>квa</i>	Мощность при отстающем токе, <i>квa</i>	Номинальное напряжение, <i>в</i>	Номинальная скорость вращения, <i>об/мин</i>
5 000	2 500	6 300 и 10 500	1 000
7 500	3 750	6 600 и 11 000	1 000
10 000	5 000	6 600 и 11 000	750
15 000	7 500	6 600 и 11 000	750
30 000	16 000	11 000	750

По сравнению с замененным стандартом в новом стандарте произведены значительное сокращение и унификация мощности синхронных конденсаторов (вместо 10 ступеней в диапазоне мощности от 5 000 до 30 000 *квa* оставлено всего 5 ступеней).

Стандартом впервые предусмотрена мощность конденсатора при отстающем токе (табл. 1), составляющая 0,5—0,54 номинальной опережающей мощности. Такое соотношение мощности объясняется большей потребностью именно в опережающей мощности. Установленная стандартом максимальная мощность конденсатора при отстающем токе определена, исходя из условия снижения тока возбуждения до значения, близкого к нулю, и является гарантируемой величиной реактивной мощности при регулировании напряжения сетей.

В новый стандарт также впервые введены нормы по скорости вращения. Эти нормы установлены на базе заново сконструированных конденсаторов с более повышенной скоростью вращения, что дает значительное уменьшение расхода активных и конструктивных материалов. Заново сконструированные конденсаторы номинальной мощности 7 500 *квa* на 1 000 об/мин вместо 750 об/мин и 30 000 *квa* на 750 об/мин вместо 600 об/мин оказались легче по весу на 20—25%.

В новом стандарте предусмотрено снижение потерь при номинальном режиме работы конденсатора по сравнению с допускаявшимися потерями в замененном стандарте на 3—12% (кроме конденсатора на 5 000 *квa*, где потери оставлены без изменения). Указанное снижение потерь позволит получить значительную экономию электроэнергии.

Несмотря на сравнительно небольшие потери в конденсаторах мощностью более 30 000 *квa*, стремятся достигнуть дальнейшего их уменьшения. Для этого используют водородное охлаждение, снижающее потери по сравнению с обычным воздушным охлаждением примерно на 30—40%. Так, например, изготовлен конденсатор с водородным охлаждением мощностью 37 500 *квa*. В дальнейшем целесообразно будет дополнить стандарт такими типами конденсаторов и требованиями к ним.

Температура охлаждающего воздуха, при которой номинальные данные конденсаторов должны соответствовать стандарту, повышена с 35 до 40°C . Повышена также температура поступающей в охладители воды с 28 до 30°C , при которой воздухоохладители должны обеспечивать номинальную нагрузку конденсаторов и возбуждителей. Это изменение произведено в соответствии с действительными эксплуатационными условиями и требованиями заказчиков.

В новом стандарте увеличены допустимые перегрузки синхронных конденсаторов при температуре охлаждающего воздуха менее номинальной (менее 40°C) и уменьшены снижения нагрузки при температуре более номинальной (более 40°C), что видно из табл. 2.

В ГОСТ 609-54 указано, что возбуждение конденсатора должно производиться от одного возбуждителя, за исключением конденсаторов на 15 000 и 30 000 *квa*, у которых возбуждение допускается производиться от возбуждителя и подвозбудителя. Возбудители должны быть непосредственно соединены с валом конденсатора.

Таблица 2

Температура охлаждающего воздуха, °С	Мощность, % от номинальной (в режиме опережающего тока)	
	по ГОСТ 609-41	по ГОСТ 609-54
+20 и ниже	107,5	108,6
+25	105,0	107,5
+30	—	106,0
+35	100	104,0
+40	92,5	100
+45	85	95
+50	—	88

Отношение верхнего предела (потолка) напряжения возбудителя к напряжению на контактных кольцах конденсатора при номинальном режиме должно быть не менее 2 (вместо 1,4 в старом стандарте). Кроме того, введено новое требование о том, чтобы скорость нарастания напряжения возбудителя на контактных кольцах конденсатора или на зажимах обмотки возбуждения возбудителя была не менее двукратного номинального напряжения конденсатора в 1 сек. При этом при форсировке напряжения возбуждения должен быть обеспечен двойной номинальный ток возбуждения конденсатора.

Приведенные требования к возбудителю весьма важны для эксплуатации синхронных конденсаторов, назначение которых заключается не только в компенсации реактивной мощности и в регулировании напряжения, но и в повышении устойчивости работы системы путем кратковременного, быстродействующего перевозбуждения синхронного конденсатора при помощи автоматических регуляторов напряжения.

Стандартом предусмотрен прямой пуск конденсаторов при полном напряжении сети.

Автотрансформаторный пуск конденсаторов, предусмотренный в старом стандарте, как способ устаревший в новый стандарт не включен.

В стандарте установлено, что по требованию заказчика конденсаторы должны изготавливаться с разгонным двигателем, применяемым в тех случаях, когда по условиям потери напряжения не проходит прямой или реактивный пуск. Независимо от способа пуска синхронные конденсаторы в соответствии с требованиями стандарта должны изготавливаться с пусковой обмоткой, обеспечивающей возможность асинхронного пуска.

В соответствии с новым стандартом воздухоохлаждители должны обеспечивать номинальную нагрузку конденсаторов и возбудителей при температуре поступающей в охладители воды +30°С, а по требованию заказчика и до +33°С (вместо 28°С в замененном стандарте). Установленная температура перекрывает температуру воды в течение всего года в большинстве районов страны. Температура поступающей воды в охладители конденсаторов приведена к температуре охлаждающей воды, установленной для турбогенераторов (ГОСТ 533-51).

В стандарте предусмотрено требование о том, что амплитуда вибраций (удвоенная амплитуда колебаний) подшипников конденсатора и возбудителя на месте установки при номинальной скорости вращения и всех допустимых режимах его работы не должна превышать 0,1 мм.

Измерение вибрации подшипников производится в вертикальном, горизонтально-осевом и горизонтально-поперечном направлениях, причем в последних двух направлениях измерения должны производиться на уровне оси вала. Это требование имеет важнейшее значение для надежности работы конденсатора и обеспечения длительного срока службы.

Установлено, что один подшипник конденсатора со стороны, противоположной возбудителю (а в случае необходимости также подшипники возбудителя и пускового электродвигателя), должен быть электрически изолирован от фундаментных плит и маслопровода. Сопротивление изоляции каждого подшипника с тросопроводом (без

воды) относительно земли должно быть не менее 1 мгом. Это требование имеет целью исключить возможность возникновения подшипниковых токов.

В стандарте установлены правила приемки, программа испытаний, требования к маркировке и упаковке.

Установлена также гарантийная ответственность завода-изготовителя конденсаторов в течение года с момента его пуска в эксплуатацию до первой плановой остановки для осмотра при условии, что общий срок со дня выпуска конденсатора с завода не превышает 2 лет.

В отдельных приложениях к стандарту дан перечень основных частей машин, аппаратов, приборов, приспособлений, поставляемых комплектно с конденсатором, а также перечень запасных частей к конденсатору и возбудителю и документов (чертежи и инструкции, протоколы испытаний и измерений), поставляемых заводом-изготовителем заказчику одновременно с конденсатором.

Из изложенного следует, что в новом стандарте на конденсаторы (ГОСТ 609-54) повышен ряд требований к ним, а также вновь введены требования, имеющие целью улучшить качество, надежность и экономичность конденсаторов в эксплуатации. Это, безусловно, окажет прогрессивное влияние на совершенствование техники производства конденсаторов и облегчит их эксплуатацию.

Силовые конденсаторы

Весьма важное значение в синхронных конденсаторах, как уже было сказано, имеют потери. Потери, выраженные в процентах от номинальной опережающей мощности конденсатора, растут довольно быстро с уменьшением мощности. Поэтому при малых мощностях синхронные конденсаторы становятся экономически невыгодными; в этом случае применяют другие способы повышения коэффициента мощности и, в частности, конденсаторы.

Силовые конденсаторы для повышения коэффициента мощности изготавливаются нашей промышленностью для напряжений от 220 в до 10 кВ.

Конденсаторы могут быть установлены на стороне 3—10 кВ понижающих подстанций с высшим напряжением 20—110 кВ; на распределительных пунктах — напряжением от 3 до 10 кВ; на стороне высшего напряжения 3—10 кВ понижающих подстанций с низким напряжением до 500 в (главным образом 380 в) и непосредственно у асинхронных двигателей и других приемников на напряжения до 1 000 в.

Основными показателями, характеризующими конструкцию силового конденсатора, служат: потери энергии в конденсаторах, температура нагрева во время эксплуатации, допустимое эксплуатационное повышение напряжения на зажимах конденсаторов сверх номинального, устойчивость к кратковременным перенапряжениям и испытательное напряжение, которое должен выдержать конденсатор, герметизация корпуса конденсатора, вес основных материалов (алюминиевой фольги, конденсаторной бумаги и пропиточного материала), приходящиеся на 1 квар номинальной реактивной мощности конденсатора, и др.

Основные материалы, применяемые при изготовлении конденсаторов, стандартизованы: конденсаторная бумага по ГОСТ 1908-49; алюминиевая фольга — по ГОСТ 618-50, конденсаторное масло — по ГОСТ 5775-51; выводные изоляторы — по ГОСТ 2634-44 и 5862-51.

Назрел вопрос о стандартизации самих силовых конденсаторов с целью унификации типоразмеров и улучшения их качества.

Синхронные электродвигатели

Синхронные электродвигатели находят все большее применение в приводах переменного тока. В настоящее время стандарта на синхронные двигатели не имеется. Они выпускаются по общему стандарту ГОСТ 183-41, распространяющемуся на все электрические машины, и по дополнительным к нему техническим условиям. Необходимо приступить к разработке стандарта на синхронные электродвигатели, в котором должны быть установлены: ряд мощностей, требования к двигателю, в том числе и в части пуска его, а также методы проверки и испытания двигателя.

Канд. техн. наук Г. С. Плис



БИБЛИОГРАФИЯ

Новые книги по энергетике

Мамиконянц Л. Г., Специальные вопросы электрических станций. Раздел I. Асинхронные двигатели (конспект лекций), М., 1954, 146 стр., беспл.

Рассматриваются основные свойства асинхронных машин, методы построения их эксплуатационных характеристик, поведение двигателей при отклонении режимов от номинального, вопросы пуска и самозапуска и некоторые вопросы несимметрии в цепях статора и ротора двигателя.

Мартынов В. П., Повышение энергетической эффективности гидроэлектростанций, работающих в энергосистеме, М.—Л., Госэнергоиздат, 1954, 120 стр., с илл., ц. 3 р. 15 к.

В книге излагаются рекомендации по определению и анализу энергетической эффективности гидроэлектростанций, работающих в энергетической системе, установленных водноэнергетических режимов и проведению мероприятий по увеличению их эффективности. Книга предназначена для эксплуатационного персонала гидроэлектростанций и энергетических управлений, а также может быть использована студентами и аспирантами гидроэнергетических факультетов вузов.

Острый П. П., Автоматическое регулирование частоты и активной мощности импульсными регуляторами, М.—Л., Госэнергоиздат, 1954, 148 стр., ц. 3 р. 85 к.

Рассматриваются вопросы регулирования частоты и мощности в энергосистемах. Даются указания по проектированию, наладке и эксплуатации регулирующих устройств с применением регуляторов типов РО-1 и РО-2. Изложение ведется на основе экспериментальных данных и данных эксплуатации регуляторов в ряде энергосистем. Книга предназначена для инженерно-технических работников электростанций, энергосистем и других организаций, занятых проектированием, наладкой и эксплуатацией регуляторов как рассматриваемого, так и других типов.

Поляков М. Ф., Сельские электрические станции и подстанции, М., Госуд. издательство сельскохозяйственной литературы, 1954, 400 стр., с илл., ц. 9 р. 80 к.

Книга содержит следующие разделы: графики нагрузок сельских станций; принципиальные схемы сельских электрических станций переменного тока и подстанций; расчет токов короткого замыкания; аппаратура; генераторы и трансформаторы; собственные нужды станции и подстанции и установки постоянного тока; реле и схемы защиты; защита от атмосферных перенапряжений; распределительные устройства станций и подстанций; заземление и заземляющие устройства; автоматизация сельских электростанций; однолинейные, полнолинейные и монтажные схемы; сельские электрические системы.

Руководящие указания по защите от перенапряжений электротехнических установок переменного тока 3—220 кВ (Утв. 8/VI 1953 г.), М.—Л., Госэнергоиздат, 1954, 90 стр. с черт., ц. 3 р. 25 к.

Данные указания состоят из следующих разделов: I — Перенапряжения и защита от перенапряжений. II — Зоны

защиты молниеотводов. III — Заземлители для отвода токов молнии. IV — Разрядники и защитные промежутки. V — Защита линий электропередачи от атмосферных перенапряжений. VI — Защита электрических станций и распределительных устройств от прямых ударов молнии и распределительных устройств от волн, набегающих с линии. VII — Защита вращающихся машин.

Сарычев Б. М., Монтажные таблицы проводов высоковольтных линий, М., Издательство Министерства коммунального хозяйства РСФСР, 1954, 157 стр., с илл., ц. 4 р. 75 к.

В виде таблиц приведены значения механических нагрузок и стрел провеса проводов в монтажных условиях. Охвачены все наиболее распространенные на линиях до 110 кВ провода стандартных сечений в климатических районах в соответствии с «Правилами устройства линий электропередачи». Книга рассчитана на инженерно-технических работников, занимающихся проектированием, монтажом и эксплуатацией высоковольтных линий.

Сборник технических условий на кабельные изделия, М., Центральное бюро технической информации (Министерство электротехнической промышленности СССР), 1954, 225 стр., беспл.

Сборник предусматривает основные технические условия на кабельные изделия, выпускаемые заводами Главкабеля Министерства электротехнической промышленности по состоянию на 1 ноября 1953 г. В сборнике рассматриваются силовые кабели и провода, а также кабели и провода связи.

Спирин А. А., Кальман В. С., Салам-Заде М. М. и Цекун Н. А., Методика электрических исследований коррозионного состояния трубопроводов и кабелей, Баку, Гостоптехиздат, 1954, 178 стр., с илл., ц. 7 р. 15 к.

В книге подробно описана оправдавшая себя на практике в течение многих лет методика производства коррозионных исследований на нефтегазопроводах, кабелях и в сети обратных токов электрического рельсового транспорта, разработанная коллективом работников лаборатории токов в земле Кафедры электрических сетей и линий Азербайджанского индустриального института имени М. Азизбекова. Книга рассчитана на инженерно-технических работников, работающих в области проектирования, строительства и эксплуатации подземных трубопроводов, кабелей и электрических железных дорог.

Шапкин И. Ф., Водоподготовка на тепловых электростанциях, М.—Л., Госэнергоиздат, 1954, 276 стр., с илл., ц. 6 р. 50 к.

В книге изложены наиболее важные вопросы водоподготовки и водного режима паровых котлов современных тепловых электростанций, а также методы выбора основного водоподготовительного оборудования. Для облегчения усвоения материала приведены примеры с решениями, задачи для самостоятельной проработки и вопросы для самопроверки. Книга предназначена в качестве учебного пособия для учащихся энергетических техникумов.

Библиограф М. А. Мостовая



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Н. М. Бондарев, П. Н. Владимиров, П. Г. Грудинский, К. Д. Лаврентенко, 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 3/VIII 1955 г.

Подписано к печати 6/IX 1955 г.

T-06874

Бумага 60×92¹/₈

Объем 8 печ. л.

10,8 уч.-изд. л.

Тираж 13 000 экз.

Заказ 314

Типография Госэнергоиздата. Москва, Шлязовая наб., 10.

Вниманию авторов

При подготовке статей для журнала «Электрические станции» авторам необходимо выполнять следующие требования:

1. Объем статей не должен превышать 10—15 страниц текста, *напечатанного на машинке на одной стороне листа через два интервала (обязательно первый экземпляр)*. В виде исключения статьи могут быть представлены четко написанными от руки на одной стороне листа.

2. Формулы и иностранный текст должны быть написаны разборчиво. В формулах обязательно выделять прописные и строчные буквы, индексы писать ниже строки, показатели степени — выше строки; на полях рукописи делать отметки, каким алфавитом в формулах обозначены буквы, а также давать и другие пояснения к формулам.

3. Статьи иллюстрировать photographиями и чертежами, однако число их должно быть минимально необходимым. Чертежи выполнять тушью или карандашом, надписи и обозначения писать четко. Снимки направлять четкие и контрастные размером не менее 9×12 см, в двух экземплярах.

В тексте статьи обязательно делать ссылки на рисунки, причем обозначения в тексте должны строго соответствовать обозначениям на рисунках.

Каждый чертеж или photographия должны иметь порядковый номер, соответствующий номеру в тексте, и подрисуночную подпись.

Чертежи и фото в текст не вклеивать, а прилагать отдельно, составив на них опись.

4. В табличном материале точно обозначать единицы измерения. Наименования давать полностью, не сокращая слов. Не давать слишком громоздких таблиц.

5. Иностранные единицы измерения обязательно переводить в принятые у нас в Советском Союзе меры длины, веса и др.

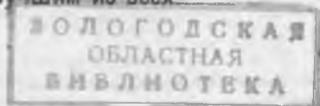
6. Рукопись в конце должна иметь подпись автора, полностью имя, отчество и фамилию, домашний адрес, место работы, должность и год рождения.

7. Материал для журнала направлять по адресу: Москва, К-12, Б. Черкасский пер., д. 2, редакция журнала «Электрические станции».

МАСЛОФИЛЬТРЫ „СТРИМ-ЛАЙН“

Помимо того, что эти маслофильтры обеспечивают чистоту фильтрата, их легко прочищать продувкой сжатым воздухом в обратном направлении, предотвращая таким образом возникновение неполадок и необходимость частой смены фильтровальных элементов.

Из вышесказанного ясно, почему инженеры во всех областях признают, что существует много разных маслофильтров, но лишь один — „СТРИМ-ЛАЙН“ является наилучшим из всех.

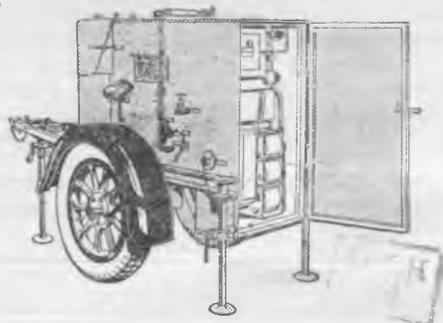


Мы приветствуем Ваши запросы.

Stream-Line Filters Limited,
Ingate Place,
London, S.W.8 • АНГЛИЯ



Для машинного масла

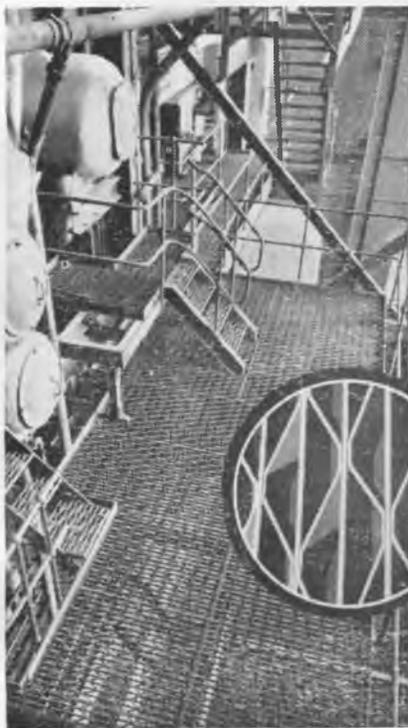


Для изоляционного масла

Вологодская областная универсальная научная библиотека

www.booksite.ru

СТАЛЬНОЙ ПОЛОВОЙ НАСТИЛ СЕЙФТРЕД



1. Максимально возможная прочность с минимальным расходом стали.
2. Ценная экономия в количестве необходимых опорных балок.
3. Пропускает 82% света и воздуха.
4. Сварка методом сопротивления обеспечивает максимальную прочность.
5. Простота сборки и монтажа, не требующих квалифицированных рабочих.
6. Обеспечение чистоты. Грязь и т.п. проваливается сквозь решетку, тогда как инструмент и прочие предметы остаются на поверхности.

Выдержки из списка фирм применяющих в своих установках половой настил СЕЙФТРЕД

Austin Motor Company Limited.
Eabcock & Wilcox Limited.
British Aluminium Company Limited.
British Thomson Houston Company Limited.
English Electric.
Furness Shipbuilding Company Limited.
General Electric.
Imperial Chemical Industries Limited.
Metropolitan Vickers.
Northern Aluminium Company Limited.
Shell Petroleum Company Limited.
Vickers Armstrong Limited.

Котельная № 5 силовой станции КЛАЙД МИЛЛС Британского
Электрического Управления в Юго-Западном районе Шотландии.

ALLAN KENNEDY & CO. LTD., Maritime Street, Stockton-on-Tees, АНГЛИЯ

Портативные измерительные приборы „ПУЛЛИН“

Фирма изготавливает электрические измерительные и испытательные приборы и устройства как портативные, так и для установки на панели. На нижеприведенной иллюстрации даны примеры применения портативных приборов в научно-исследовательских работах в одном из больших технических колледжей в Англии. Серия изготавливаемых фирмой портативных приборов включает также амперметры переменного и постоянного тока, вольтметры, ваттметры и частотомеры. Длина шкалы портативных приборов — 152 мм. Приборы для промышленных целей заключены в литые корпуса из алюминиевого сплава, а прецизионные модели — в отполированные деревянные футляры со съемной крышкой. Анти-параллаксические зеркала являются стандартной принадлежностью в прецизионных моделях; промышленные приборы снабжаются заковыми по требованию. Номенклатура производства фирмы включает также приборы с 305 мм шкалой лабораторного типа. Портативные приборы „ПУЛЛИН“ отличаются своей высокой точностью и надежностью.



MEASURING INSTRUMENTS (PULLIN) LIMITED
ELECTRIN WORKS, WINCHESTER ST., ACTON, LONDON, W.3 АНГЛИЯ

Цена 8 руб.