

Некоторые вопросы развития атомной энергетики в СССР¹

Академик И. В. КУРЧАТОВ

(Лекция, прочитанная 25 апреля 1956 г. в английском научно-исследовательском атомном центре в Харуэлле)

В Советском Союзе осуществляется большое энергетическое строительство. Мы располагаем разнообразными природными энергетическими ресурсами. Обширные и легкодоступные залежи каменных углей и хорошие условия для создания каскадов крупнейших гидроэлектростанций имеются в Сибири. Богатые водные ресурсы позволяют получать там дешевую гидроэнергию, а на базе угольных карьеров — дешевую электрическую и тепловую энергию. В ближайшие 15—20 лет в Ангари-Енисейском бассейне намечено создать мощную энергосистему с производством электроэнергии 250 ... 300 млрд. кВтч в год.

Однако большая часть населения и промышленности СССР сосредоточена в настоящее время на равнинах европейской части страны. Дешевые гидроресурсы здесь будут скоро исчерпаны, а добыча и транспортировка ископаемых углей на большие расстояния требуют больших затрат. Вместе с тем быстро растущие промышленность и сельское хозяйство потребуют большого увеличения производства электрической и тепловой энергии.

Имеющихся у нас ресурсов будет достаточно на ближайшие десятилетия, но в более отдаленном будущем атомная энергия может оказаться тем практически неисчерпаемым и относительно дешевым источником, который обеспечит изобилие энергии в Европейской части СССР.

Мы ставим задачу — создать атомную энергетику, которая, по крайней мере для условий Европейской части Советского Союза, будет экономически более выгодной, чем угольная энергетика. Ясно, что только на крупных атомных электростанциях можно достигнуть экономически выгодных показателей атомной энергетики. Поэтому намечается строить крупные атомные электростанции на первое время мощностью око-

ло 400 ... 600 тыс. кВт каждая, для того чтобы накопить опыт строительства и эксплуатации атомных электростанций, а также массового производства тепловыделяющих элементов и их переработки.

Строительство крупных атомных электростанций и их эксплуатация дадут также возможность проверить, какие из установок будут наиболее безвредны и безопасны для окружающего населения. Эти данные и экономические характеристики определяют тип атомных электростанций и масштабы атомной энергетики на период 1960—1970 гг.

В 1955—1960 гг. в Советском Союзе намечено построить пять опытных атомных электростанций. Станции будут входить в строй с конца 1958 г.; часть их начнет работать в 1959 г., а некоторые — в 1960 г.

На двух станциях будут установлены реакторы на тепловых и надтепловых нейтронах с водяным замедлителем и теплоносителем. Электрическая мощность, получаемая от одного реактора станции, — 200 тыс. кВт. Три турбины каждого реактора мощностью по 70 тыс. кВт будут работать на насыщенном паре давлением около 30 атм.

Будет построена станция второго типа с реакторами, аналогичными реактору первой атомной электростанции Академии наук СССР (доклад об этой станции был сделан проф. Блохинцевым на Женевской конференции). Реакторы на тепловых нейтронах будут иметь графитовый замедлитель; тепло будет отводиться водой и паром. Пар давлением около 90 атм, перегретый до 480 ... 500°С, будет питать турбины общей мощностью 200 тыс. кВт.

На атомной электростанции третьего типа будет установлен гетерогенный реактор с замедлителем из тяжелой воды. Отвод тепла будет осуществляться циркуляцией газа. На Нью-Йорской национальной конференции в октябре 1955 г.

¹ Статья перепечатана из журнала „Атомная энергия“, № 3, 1956.

проф. Владимирский сообщил об основных характеристиках этого реактора, который будет производить пар давлением около 30 *атм* и температурой около 400° С для питания турбин общей мощностью 200 тыс. *квт*.

Кроме этих трех типов мощных атомных электростанций, в течение 1959—1960 гг. мы построим и введем в действие несколько экспериментальных атомных установок электрической мощностью 50 ... 70 тыс. *квт* каждая.

К ним относятся:

1) реактор на тепловых нейтронах с замедлителем из обыкновенной воды и турбиной, работающей на слабо радиоактивном паре, получаемом непосредственно в реакторе;

2) гомогенный реактор с замедлителем из тяжелой воды и расширенным воспроизводством ядерного горючего в цикле $\text{Th}^{232} \rightarrow \text{U}^{233}$;

3) реактор на тепловых нейтронах с замедлителем из графита и отводом тепла при помощи натрия;

4) реактор на быстрых нейтронах с натриевым охлаждением и расширенным воспроизводством ядерного горючего в цикле $\text{U}^{238} \rightarrow \text{Pu}^{239}$.

Выполнение этой программы опытного строительства атомных электростанций обеспечит возможность отбора лучших типов и позволит также разобраться во многих не вполне еще ясных вопросах физики реакторов.

Мы надеемся, что проводимые нами работы окажутся полезными для тех государств, где по состоянию природных ресурсов необходимо неотложное развитие атомной энергетики.

Остановимся теперь на некоторых физических вопросах, связанных с реакторами, в которых замедление нейтронов происходит в воде. Этим вопросам в последние годы уделялось большое внимание со стороны ученых института, директором которого я являюсь. Реакторы с водяным замедлителем обладают высоким коэффициентом воспроизводства ядерного горючего в соединении с простотой и компактностью конструкции. По нашему мнению, они являются перспективными для большой атомной энергетики ближайшего будущего.

Теория реактора, работающего на тепловых или на быстрых нейтронах, за исключением реакторов с водяным замедлителем, где возникают специфические условия из-за большого влияния на физические процессы надтепловых нейтронов, в настоящее время относительно хорошо разработана. В уран-водной решетке относительно большая доля нейтронов может поглощаться с делением в области энергии приблизительно от 0,1 до 3 ... 5 эв, т. е. лежащей выше области тепловых энергий и ниже области нижних резонансных уровней U^{238} . Эта доля в зависимости от параметров решетки и глубины выгорания может достигать 80%.

Простейшее теоретическое рассмотрение реактора, в котором влияние надтепловых нейтронов на процесс размножения велико, сделано проф. Фейнбергом в докладе на сессии Академии наук в 1955 г. В расчетах он исходил из

элементарной теории замедления, пренебрегая наличием химической связи между протонами замедлителя; тем не менее это допущение позволяет качественно выяснить основные особенности такого реактора, которые возникают главным образом в связи с наличием большого резонансного пика кривой сечения Pu^{239} при 0,3 эв.

Пока в активной зоне нет плутония, расчетная величина коэффициента размножения k_{∞} мало зависит от наличия поглощения надтепловых нейтронов. Однако при глубоком выгорании урана, когда в нем накапливается значительное количество плутония, учет надтепловых нейтронов оказывается важным. Несмотря на уменьшение η плутония в резонансе 0,3 эв, увеличение доли захваченных надтепловых нейтронов приводит к росту k_{∞} .

Рассмотрим в качестве примера две решетки с шагом 50 мм и металлическими блоками из обогащенного урана и смеси U^{238} с Pu^{239} .

Таблица 1

Состав блока	k_{∞}	
	без учета надтепловых нейтронов	с учетом надтепловых нейтронов
0,9% U^{235} + 99,1% U^{238}	1,079	1,047
0,73% Pu^{239} + 99,27% U^{238}	1,079	1,272

Как видно из табл. 1, захват нейтронов надтепловой области имеет большое значение для достижения глубокого выгорания урана в реакторе с водяным замедлителем.

Для плутония величина μ в пределах надтепловой области, особенно у ее нижнего края, сильно зависит от энергии, поэтому важно знать спектр нейтронов и прежде всего выяснить, в какой степени элементарная теория соответствует действительности.

Для точного расчета процесса формирования спектра нейтронов в интересующей нас области энергии прежде всего следует изучить механизм соударения нейтрона с химически связанным в молекуле воды протоном. Теоретические работы, выполненные Дроздовым и Горюновым, позволили установить зависимость сечений упругого и неупругого рассеяния нейтронов на молекулах водорода и воды от энергии нейтрона ниже 0,5 эв. В расчетах предполагалось, что рассеяние нейтронов происходит на свободных молекулах водорода и воды. Учитывались ротационные и колебательные уровни молекул. На рис. 1 приведены некоторые из этих результатов. Здесь же для сравнения приведены экспериментальные кривые.

Другой способ проверки элементарной теории заключался в экспериментальном определении важнейших характеристик процессов, имеющих место в надтепловой области, и сопоставлении их с расчетными данными.

Столяровым, Никольским, Катковым и Анциферовым облучались мишени из тонких слоев Pu^{239} и U^{235} , нанесенных на тонкие никелевые

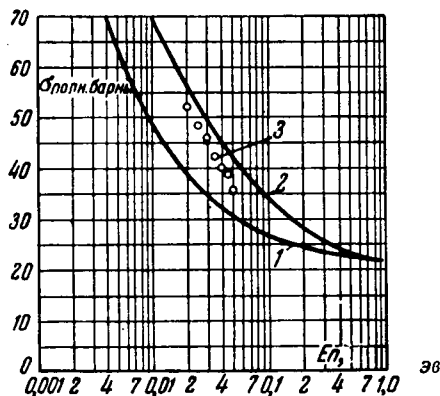


Рис. 1. Сравнение экспериментальных и расчетных значений для полного сечения рассеяния нейтронов на связанном водороде.

1 — экспериментальная кривая для молекулярного водорода; 2 — экспериментальная кривая для воды; 3 — расчетные значения Горюновым.

подкладки. Мишени помещались в разрезы блоков подкритической уран-водной решетки (рис. 2). По активности осколков деления, которые собирались на бумажных дисках, было определено относительное изменение эффективного сечения Pu^{239} и U^{235} в зависимости от степени жесткости спектра нейтронов в решетке. На рис. 2 эти экспериментальные результаты сопоставлены с теоретической кривой, полученной Фейнбергом. Конечно, эти результаты не могут рассматриваться как доказательство адекватности элементарной схемы замедления природе явления, но они показывают, что эта схема может быть использована для оценки проблемы глубокого выгорания урана в реакторе с водяным замедлителем.

Измерения, выполненные Барковым и Мухиным по определению длины замедления нейтронов от энергии, соответствующей первому индиевому резонансу, до тепловой, показывают, что влияние химической связи на замедление нейтронов невелико.

Комиссаров, Тарабанько и Катков по образованию U^{239} экспериментально определили коэффициент воспроизводства Pu^{239} для начального момента работы реактора, т. е. тогда, когда в активной зоне еще нет Pu^{239} . Экспериментальные и расчетные значения коэффициента воспроизводства как функции шага решетки приведены на рис. 3. Совпадение данных и в этом случае можно считать удовлетворительным.

Исходя из изложенных выше соображений, Фейнберг, Левина, Осмачкин, Новиков и Саульев выполнили на электронной вычислительной машине академика Лебедева серию расчетов глубокого выгорания урана в уран-водных решетках. Для этих расчетов были использованы ядерные константы, полученные Мостовым, Певзнером и их сотрудниками на механическом селекторе и Спиваком, Ерозолиским, Кутиковым и др. на графитовой призме. Большое значение при расчете имеет правильный учет поглощения нейтронов в накапливающемся Pu^{240} . Результаты расчетов существенно зависят от принятых зна-

чений ядерных констант и предположений, касающихся спектра поглощаемых нейтронов.

С точки зрения возможности выгорания U^{238} большой интерес представляет процесс рециркуляции ядерного горючего, т. е. последовательность кампаний выгорания в уран-водной решетке. Есть основания ожидать, что в уран-водных решетках при использовании циркуляции ядерного горючего может быть достигнуто большее использование U^{238} . Принимая во внимание неизбежные и значительные потери ядерного горючего при химической и металлургической переработке, напрашивается вывод, что возможности уран-водной решетки сближаются с возможностями систем на быстрых нейтронах с расширенным воспроизводством ядерного горючего. Дальнейшее уточнение констант более детальное изучение процессов замедления и, главное, изу-

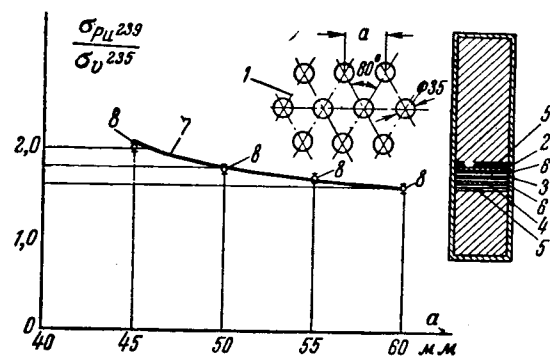


Рис. 2. Эффективные сечения Pu^{239} и U^{235} в подкритической уран-водной решетке.

1 — подкритическая уран-водная треугольная решетка из блоков естественного урана диаметром 35 мм с шагом a , размеры подкритической решетки много больше длины миграции нейтрона, поэтому спектр нейтронов определяется в местах, удаленных от границы; 2 — никелевый диск с нанесенным на нем слоем Pu^{239} ; 3 — бумажный диск для определения фона; 4 — никелевый диск с нанесенным на нем слоем U^{235} ; 5 — медные диски для защиты от осколков деления; 6 — бумажные диски для сбора осколков деления; 7 — теоретическая кривая; 8 — экспериментальные точки, полученные Столяровым, Никольским, Катковым, Анциферовым.

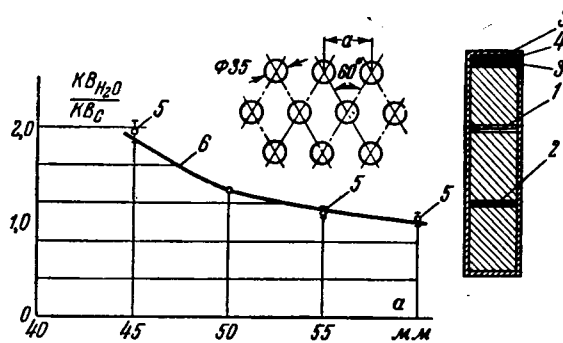


Рис. 3. Коэффициент воспроизводства (KB) ядерного горючего в подкритической уран-водной решетке.

1 — бумажный диск для сбора осколков деления; 2 — урановый диск для последующего измерения β -активности U^{239} ; 3 — бумажные диски для защиты от осколков деления; 4 — бумажный диск для определения фона; 5 — экспериментальные точки, полученные Тарабанько, Комиссаровым, Катковым; 6 — теоретическая кривая.

чение работы реакторов с водяным замедлителем при больших накоплениях Pu^{239} дадут возможность сделать по этому важному вопросу достоверные выводы.

В связи с возможностью достичь глубокого выгорания урана (в том числе в течение одной кампании) огромное практическое значение приобретает задача создания тепловыделяющего элемента, способного к длительной работе под облучением.

Мы считаем, что спеченная двуокись урана, обладающая устойчивостью при облучении и не растрескивающаяся в горячей воде, является прекрасным материалом для блоков уран-водной решетки. Проведенные нами длительные опыты на реакторе РФТ показали, что блоки из окиси урана даже в условиях негерметичности их оболочки работают удовлетворительно, загрязнение контура продуктами деления не происходит, небольшая активность, обусловленная газообразными продуктами деления, быстро исчезает после останковки реактора.

Применение двуокиси приводит к заметному снижению коэффициента воспроизводства в уран-водной решетке. Поэтому мы не прекращаем работ по созданию устойчивых блоков из металлического урана. После ряда неудач группе советских ученых удалось разработать технологию изготовления хороших металлических блоков. При глубине выгорания 3 кг на 1 т урана в таких блоках не наблюдается изменения формы, и поэтому вполне возможно в будущем ориентироваться на применение металлического урана в уран-водной решетке.

В заключение я хотел бы остановиться на применении обыкновенной воды в системе с ториевым горючим.

Проблема расширенного воспроизводства U^{233} из тория в реакторах на тепловых нейтронах с замедлителем из тяжелой воды и в реакторах на быстрых нейтронах неоднократно обсуждалась сотрудниками института: Фейнбергом, Кузнецовым и Немировским; были проведены исследования, которые показали, что, применяя обыкновенную воду как замедлитель в системе $\text{Th}^{232} - \text{U}^{233}$, можно получить коэффициент воспроизводства, близкий к 1,2, и, таким образом, достигнуть полного сжигания тория.

Реактор такого типа состоял бы из активной зоны с пластинчатыми тепловыделяющими элементами, содержащими U^{233} , и зоны воспроизводства, окружающей активную зону и содержащей блоки из Th или ThO_2 . Замедлителем в этом реакторе являлась бы обыкновенная вода при температуре 300°C и давлении около 100 атм, протекающая между пластинчатыми тепловыделяющими элементами, тепловая нагрузка которых очень велика.

Оценка возможностей такой системы может быть произведена, исходя из расчетов коэффициента воспроизводства при различных соотношениях количества воды, U^{233} и конструктивных материалов. В качестве последних рассматривались алюминий, цирконий, нержавеющая сталь и др. Существенная особенность ториевой

системы состоит в том, что величина η для U^{233} в весьма широкой области энергии практически постоянна и равна $\sim 2,3$.

Коэффициент воспроизводства ядерного горючего КВ может быть определен простой формулой

$$KB = \eta - 1 - \delta,$$

где δ — потеря нейтронов в воде, конструктивных материалах, продуктах деления, в зоне воспроизводства и вследствие образования изотопов U^{234} , U^{236} и даже U^{235} .

Таблица 2

Зависимость η от энергии нейтронов для U^{233} *

Область энергии нейтронов	η	Источник нейтронов
Тепловые	$2,28 \pm 0,02$	Участки спектра, выделенные фильтрами
0,15 . . . 0,5 эв . . .	$2,28 \pm 0,09$	То же
0,4 . . . 3 . . .	$2,24 \pm 0,05$	" "
0,6 . . . 6 . . .	$2,24 \pm 0,05$	" "
2,5 . . . 25 . . .	$2,28 \pm 0,05$	" "
8 . . . 130 . . .	$2,28 \pm 0,05$	" "
30 кэв . . .	$2,25 \pm 0,07$	Фотонейтроны
140 . . .	$2,43 \pm 0,12$	То же
250 . . .	$2,45 \pm 0,12$	" "
900 . . .	$2,60 \pm 0,13$	" "

* Данные работ Спивака, Ерозоликовского, Дорсфеева, Лавренчика, Кутикова, Добрынина.

Величина δ сильно зависит как от спектра нейтронов в реакторе, так и от глубины выгорания ядерного горючего в одной кампании.

Потери нейтронов в воде и конструктивных материалах падают вместе с уменьшением количества воды и конструктивных материалов в решетке. При изменении α от 20 до 1 вредные потери нейтронов достаточно малы. При этом спектр поглощения нейтронов в активной зоне довольно жесткий, даже при $\alpha = 20$ (области тепловых энергий достигают лишь нескольких процентов всего количества поглощаемых в решетке нейтронов), и при $\alpha = 5$ близок к спектру реактора на быстрых нейтронах (рис. 4). При таких α отравление Xe^{135} значительно меньше, чем в реакторах на тепловых нейтронах.

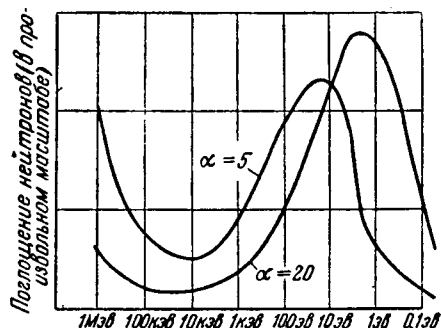


Рис. 4. Спектр поглощения нейтронов в системе $\text{Th}^{232} - \text{U}^{233}$ в зависимости от отношения концентраций атомов водорода и урана.

α — отношение концентраций атомов водорода и урана.

Значительный вклад в величину δ может дать поглощение нейтронов с образованием U^{234} , U^{235} и U^{236} . При 30-процентной глубине выгорания количество U^{234} , накапливающегося в одной кампании, составляет около 3%. Количество U^{235} , накапливающегося за кампанию, составляет $\sim 0,5\%$. Так как резонансный интеграл U^{234} , вероятно, не менее чем в 5 раз меньше резонансного интеграла U^{233} , вклад в величину δ от последнего не превысит 0,005. С течением времени при многих последовательных кампаниях с целью пережигания U^{233} в нем будут накапливаться все большие количества других изотопов урана. Если рассмотреть стационарное состояние системы, которое наступит через значительный промежуток времени, и принять для U^{235} $\eta = 1,5$ (табл. 3) на закадмиевом спектре нейтронов, то величина δ не превысит 0,2. Ее можно уменьшить, выделяя U^{233} из смеси изотопов урана. Этот способ представляется технически и экономически целесообразным еще и потому, что количество перерабатываемого урана в установке по разделению изотопов относительно невелико.

Таким образом, величина коэффициента воспроизводства при цикле $U^{233} - Th^{232}$ в реакторе со значительной долей надтепловых нейтронов может достигать величины от 1,10 до 1,20 при глубине выгорания в одной кампании 30%.

Для экономически выгодной ядерной энергетики, помимо высокого коэффициента воспроизводства, необходимо иметь высокую удельную тепловую мощность на единицу веса ядерного горючего. Применяя замедлитель из обыкновенной воды, можно довести теплонапряженность единицы объема активной зоны до 1...2 тыс. кВт на 1 л при теплонапряженности на единицу веса ядерного горючего 2...5 тыс. кВт на 1 кг.

Такие теплонапряженности характерны и для активной зоны реакторов на быстрых нейтронах, однако можно указать на одно преимущество рассматриваемого типа реактора. Ядерное горючее в нем может быть «разбавлено» значитель-

Таблица 3

Зависимость η от энергии нейтронов для U^{235} *

Область энергии нейтронов	η	Источник нейтронов
Тепловые	$2,06 \pm 0,02$	Участки спектра, выделенные фильтрами
0,15 0,5 эв	$2,05 \pm 0,06$	То же
0,4 3	$1,60 \pm 0,04$	" "
0,6 6	$1,50 \pm 0,04$	" "
2,5 25	$1,52 \pm 0,04$	" "
8 130	$1,48 \pm 0,04$	" "
30 кэв	$1,86 \pm 0,04$	Фотонейтроны
140	$2,12 \pm 0,10$	То же
250	$2,21 \pm 0,15$	" "
900	$2,28 \pm 0,08$	" "

*) Данные работ Спивака, Ерозоликовского, Дорофеева, Лавренчика, Кутикова и Добрынина.

ным количеством конструкционных материалов, например алюминия, практически без сколько-нибудь заметной потери в коэффициенте воспроизводства, что упрощает задачу создания тепло-выделяющих элементов, пригодных к длительной работе. Кстати нужно сказать, что торий в реакторе ведет себя значительно лучше, чем уран. Даже при накоплении в тории больших количеств U^{233} мы не обнаружили ни одного случая выхода из строя блоков из тория и каких-либо изменений, похожих на те, которые хорошо известны для урана.

В Англии весьма осторожно относятся к водным системам, отчасти поэтому состояние работ в этой области освещено в более радужных тонах, чем этого требует осторожность экспериментатора. В дополнение к докладу я имею удовольствие передать вам подробные материалы² и стану ждать ваших замечаний.

² Работы, на которые ссылается автор, помещены в журнале «Атомная энергия», № 3, 1956 г., за исключением работ Д. И. Блохинцева и В. В. Владимирского, опубликованных в № 1 того же журнала за 1956 г.



Княжегубская гидроэлектростанция

Инж. В. В. БАТАНОВ, инж. Ю. М. УСПЕНСКИЙ и инж. С. Н. ФИЛАРЕТОВ

Ленинградское отделение Гидроэнергопроекта

Княжегубская гидроэлектростанция расположена за Полярным кругом и использует сток бассейна р. Ковды, впадающей в Белое море. Она является нижней из трех ступеней проектируемого каскада.

Княжегубская гЭС построена по деривационной схеме. Используемый ею перепад между Ковдозером и Белым морем составляет около 38 м.

В истоке из Ковдозера, в 30 км от устья, р. Ковда преграждается земляной плотиной с бетонным водосбросом. При высоте призмы сработки в 3,5 м полезный объем Ковдозерского водохранилища равен почти 2 млрд. м³. При таком объеме обеспечивается частичное многолетнее регулирование стока.

В связи с тем, что после сооружения плотины уровень Ковдозера поднимается примерно на 8 м, по восточному его берегу возводится ряд ограждающих земляных плотин и дамб.

Станционный узел вместе с подводящим каналом длиной 1,6 км, бассейном суточного регулирования, образованным в результате затопления обращенной к морю долины, преграждающей эту долину земляной дамбой и отводящим каналом длиной 1,1 км, расположен на узком перешейке между Ковдозером и Княжей губой Белого моря.

Станционный узел. Основными сооружениями станционного узла являются аванкамера, щитовое помещение, здание гидроэлектростанции с донными водосбросами и открытое распределительное устройство 110 кВ (рис. 1).

Аванкамера образована струенаправляющей дамбой из каменной наброски и бетонными стенами, сопрягающими щитовое помещение с берегом долины и земляной дамбой.

Щитовое помещение и здание гидроэлектростанции представляют собой единое массивное сооружение (рис. 2). Длина щитового помещения 86 м, а ширина 15 м.

Турбинные водоводы имеют по два входных отверстия, каждое из которых оборудовано быстродействующими затворами с индивидуальными механизмами грузоподъемностью 30 т. Сораздерживающие решетки установлены в пазах ремонтных затворов.

В утолщенных быках между первым и вторым, третьим и четвертым агрегатами размещены входные отверстия двух донных водосбросов. Каждое из этих отверстий оборудовано аварийно-ремонтным рабочим затвором с индивидуальной лебедкой грузоподъемностью 60 т.

В подводной части здания гидроэлектростанции, кроме турбин, размещена насосная станция, соединенная со всеми четырьмя отсасывающими трубами и обоими донными водосбросами. На насосной станции установлены два больших насоса производительностью по 500 м³/час и два малых насоса, один из которых предназначен для откачки дренажной воды.

Над отсасывающими трубами имеется потерна с герметически закрывающимися люками, через которые можно попасть в донные водосбросы. В помещениях над потерной размещено масляное хозяйство.

Перед каждой турбиной со стороны верхнего бьефа имеются помещения, в которых размещены устройства технического водоснабжения. Кроме

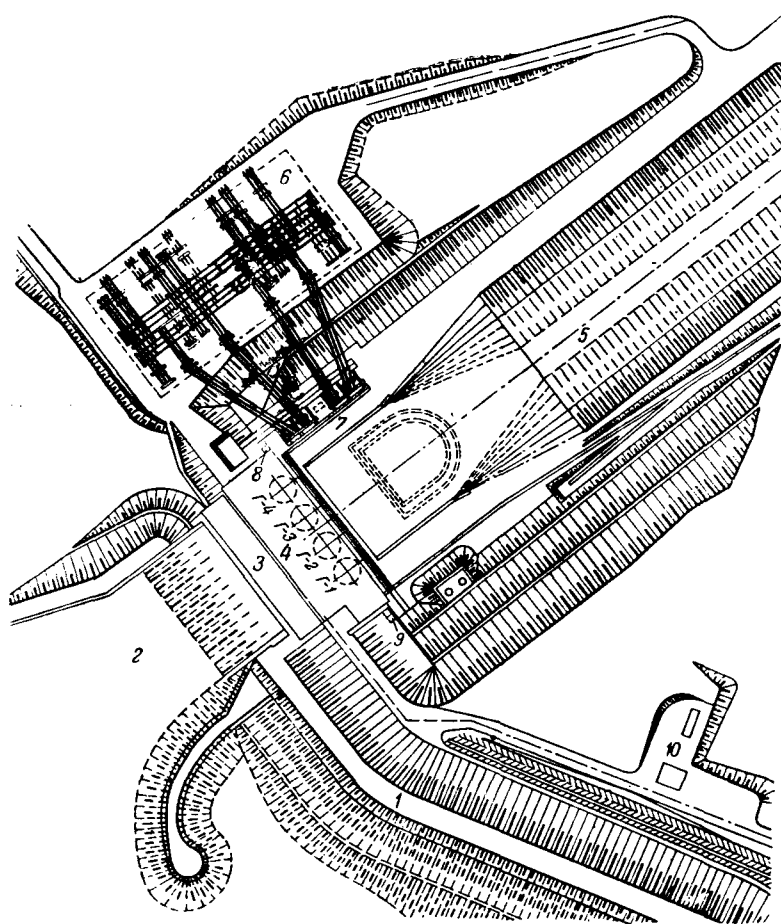


Рис. 1. План станционного узла.

1—земляная дамба; 2—аванкамера; 3—щитовое помещение; 4—здание гидроэлектростанции; 5—отводящий канал; 6—открытое распределительное устройство 110 кВ; 7—главные трансформаторы; 8—трансформаторы собственных нужд; 9—трансформаторы 6 кВ местного района; 10—распределительное устройство 6 кВ местного района.

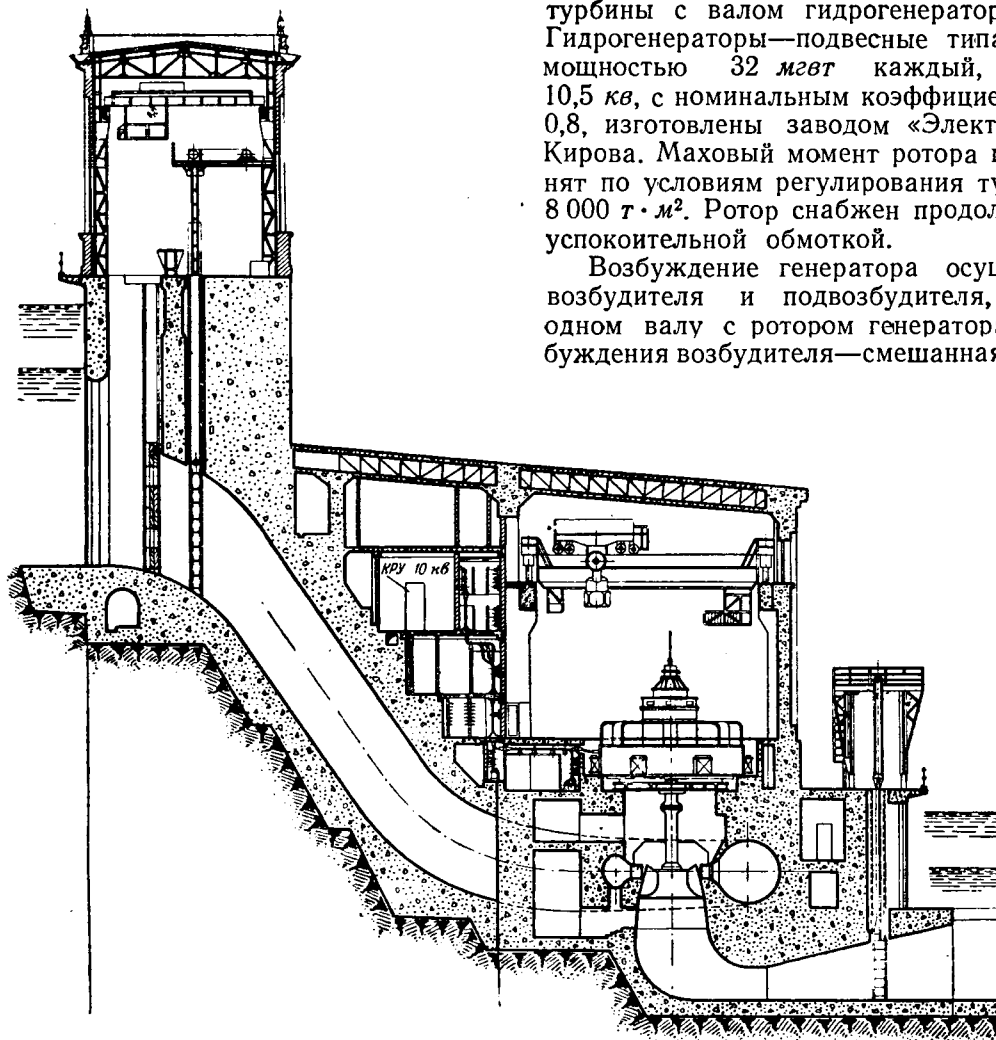


Рис. 2. Поперечный разрез по зданию станции.

того, из этих помещений можно попасть на крышки турбин и через специальные люки в спиральные камеры и отсасывающие трубы.

Маслонапорные установки и колонки регуляторов гидротурбин установлены в машинном зале со стороны верхнего бьефа.

Монтажная площадка расположена в машинном зале, в правой его части, примыкающей к земляной дамбе. На монтажную площадку завезен железнодорожный путь.

В машинном зале имеются два мостовых крана грузоподъемностью 150/30 т каждый, а в щитовом помещении — один мостовой кран грузоподъемностью 30/5 т с грейфером для извлечения сора, попадающего на решетки.

Козловый кран грузоподъемностью 25 т со стороны нижнего бьефа предназначен для операций с ремонтными затворами отсасывающих труб.

Гидроагрегаты. На станции установлены четыре вертикальных агрегата.

Гидротурбины — радиально-осевые типа РО-211-ВМ-410. Спиральные камеры — металлические. Нормальная скорость вращения турбины 100 об/мин, угонная 190 об/мин. Соединение вала

турбины с валом гидрогенератора — фланцевое. Гидрогенераторы — подвесные типа СВ-850/120-60, мощностью 32 мвт каждый, напряжением 10,5 кв, с номинальным коэффициентом мощности 0,8, изготовлены заводом «Электросила» имени Кирова. Маховый момент ротора генератора принят по условиям регулирования турбины и равен 8 000 т·м². Ротор снабжен продольно-поперечной успокоительной обмоткой.

Возбуждение генератора осуществляется от возбудителя и подвозбудителя, сидящих на одном валу с ротором генератора. Система возбуждения возбудителя — смешанная. Кроме сравни-

тельно слабой обмотки независимого возбуждения, имеется весьма мощная обмотка самовозбуждения. Преимущество такой системы возбуждения состоит в том, что снижаются мощности подвозбудителя и устройств автоматического регулирования возбуждения.

Для генератора при номинальном режиме гарантирован к. п. д. 96,8%.

Охлаждение генератора осуществляется по замкнутому циклу посредством водяных воздухоохладителей. Предусмотрен отбор горячего воздуха для обогрева машинного зала и приагрегатных помещений.

Подпятник гидрогенератора опирается на верхнюю крестовину и два направляющих подшипника. Смазка подпятника и подшипников осуществляется без внешней циркуляции масла. Подпятник и верхний подшипник погружены в общую масляную ванну, имеющую постоянный объем масла. Циркуляция масла внутри ванны создается вращающимися частями подпятника. Охлаждение масла осуществляется водяными маслоохладителями, помещенными в масляную ванну.

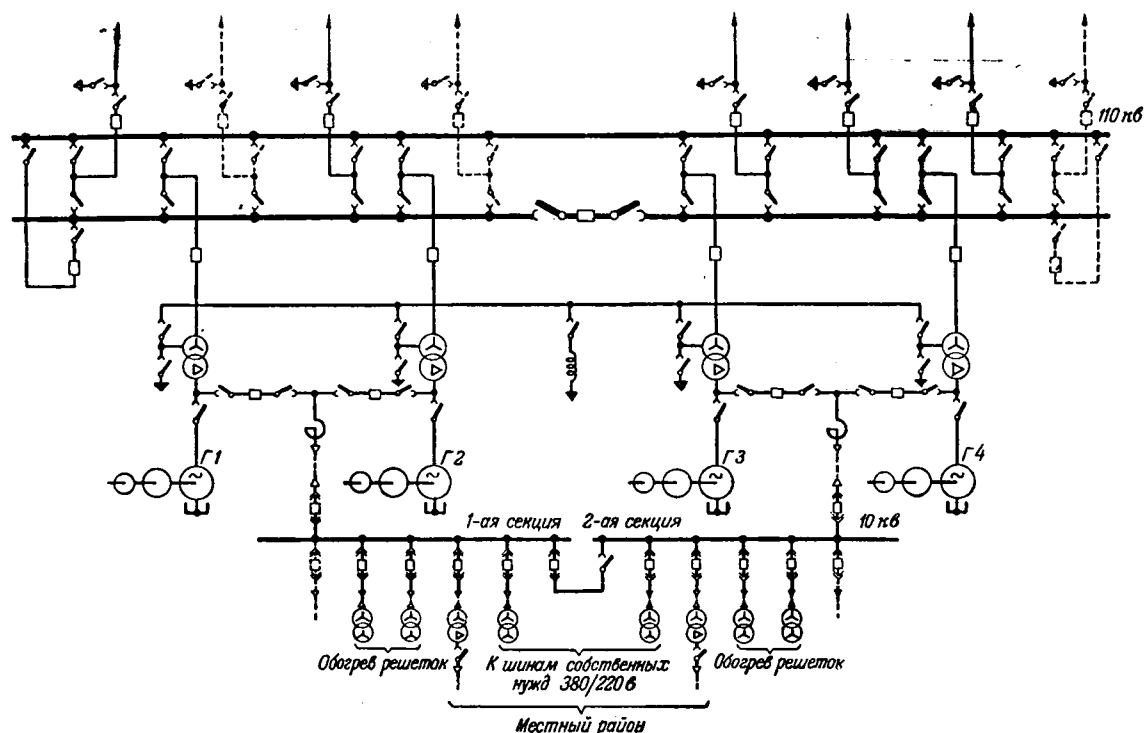


Рис. 3. Главная схема электрических соединений.

Главная схема электрических соединений. Князегубская гидроэлектростанция играет существенную роль в энергосистеме. Число часов использования ее установленной мощности равно примерно 5200. Вырабатываемая ею электроэнергия, за исключением незначительной части, идущей на удовлетворение потребностей местного района и собственные нужды, вливается в существующую сеть 110 кВ энергосистемы. Эти обстоятельства определили величину повышенного напряжения и схему электрических соединений гидроэлектростанции (рис. 3).

Четыре одиночных блока генератор — трансформатор 10,5/121 кВ приключаются на стороне повышенного напряжения к двойной системе сборных шин, из которых одна секционирована выключателем. Нормально станция работает на секционированной системе сборных шин при замкнутом секционном выключателе; вторая система шин рассматривается как резервная.

Парные параллельные линии электропередачи 110 кВ, связывающие гидроэлектростанцию с энергосистемой и питающие электрифицированный участок железной дороги, присоединяются к разным секциям шин, что обеспечивает бесперебойное снабжение потребителей при авариях на одной из секций. Проектом предусмотрено восемь таких линий.

Сеть 110 кВ энергосистемы, к которой присоединена Князегубская гэс, рассчитана на работу как с компенсированной, так и с глухозаземленной нейтралью. Проект Князегубской гэс выполнен с учетом этих режимов нейтрали.

Схема собственных нужд. Потребители собственных нужд гидроэлектростанции и местного района питаются от распределительного устройства 10 кВ, имеющего одиночную секционирован-

ную систему шин. Каждая из секций шин, в свою очередь, получает питание по реактивному ответвлению от цепей генераторов, причем ответвление, питающее первую секцию, может быть присоединено к первому или второму генератору, а ответвление, питающее вторую секцию, — к третьему или к четвертому.

От шин распределительного устройства 10 кВ (рис. 3) питаются два трансформатора собственных нужд мощностью по 750 кВА каждый и напряжением 10/0,4/0,23 кВ, два трансформатора местного района мощностью по 1800 кВА и напряжением 10/6,3 кВ и четыре трансформатора обогрева решеток турбин мощностью по 400 кВА и напряжением 10,5/0,19 кВ. Сеть генераторного напряжения 10 кВ работает с изолированной нейтралью.

Распределительное устройство собственных нужд 10 кВ — комплектное, изготовлено Запорожским заводом. В нем применены выключатели типа ВМГ-133. Распределительное устройство имеет фидерных ячеек 12, ячеек секционного выключателя 2, ячеек трансформаторов напряжения также 2.

Распределительное устройство 6 кВ, от которого питаются потребители местного района, является сборным, имеет 10 ячеек и размещено в закрытом помещении, расположенном в 200 м от здания гидроэлектростанции. Изготовлено это распределительное устройство в мастерских Гидроэлектромонтажа, в нем применены выключатели типа ВМГ-133.

Потребители общестанционных и агрегатных нужд станции получают питание от шин собственных нужд 380/220 В, которые, в свою очередь, питаются от упомянутых выше двух трансформаторов 10/0,4/0,23 кВ.

Главный распределительный щит собственных нужд 380/220 в имеет одну систему шин, разделенную на две секции. Электродвигатели механизмов щитов агрегатов и других ответственных щитов имеют двойное питание от разных секций шин 380/220 в.

На станции установлены две аккумуляторные батареи, состоящие из 114 элементов емкостью по 288 ач каждая. Аккумуляторные батареи работают в режиме постоянного подзаряда, в связи с чем установлены два подзарядных агрегата. Для заряда аккумуляторных батарей установлен мотор-генератор.

Релейная защита, автоматика, телемеханика и управление. Блочный принцип построения схемы электрических соединений позволил осуществить селективную и надежную релейную защиты большей части оборудования посредством сравнительно простых устройств. В частности, удалось отказаться от защиты от замыканий на землю на генераторном напряжении, не прибегая к установке компенсирующих устройств, так как емкостный ток сети 10 кВ менее 5 а.

С некоторыми трудностями пришлось столкнуться при осуществлении защиты шин 110 кВ ввиду большого разнообразия режимов работы. Принятая схема дифференциальной защиты обеспечивает селективное отключение одной системы шин или секции с соблюдением фиксированного присоединения элементов применительно к любому из следующих режимов работы: а) обе секции первой системы шин находятся в работе, а вторая система шин находится или в резерве, или используется для питания линии через междущинный выключатель; б) в работе находятся вторая система шин и одна из секций первой системы, другая секция находится в ремонте или в резерве.

На отходящих от станции линиях 110 кВ установлена дистанционная защита, применение которой оказалось возможным по условиям устойчивости системы.

Предусмотрено автоматическое управление пуском и остановкой всех агрегатов гидроэлектростанции, а также вспомогательными механизмами. Включение генераторов в сеть осуществляется автоматически методом самосинхронизации. Для линий 110 кВ предусмотрена точная ручная синхронизация, при выполнении которой использован емкостный отбор напряжения от конденсаторов связи, установленных на вводах линий.

Автоматические регуляторы напряжения генераторов выполнены в виде устройств компаундирования с двухсистемными электромагнитными корректорами. Гидроагрегаты снабжены регуляторами мощности по заданному графику. Поскольку гидроэлектростанция в некоторых режимах участвует в регулировании частоты, предусмотрены соответствующие автоматические регуляторы.

Все воздушные линии снабжены устройствами автоматического повторного включения с контролем синхронизма. На всех шинах собственных нужд имеются устройства автоматического ввода резервного питания.

Относительная простота схемы электрических соединений и незначительность местной нагрузки позволяют отказаться от постоянного дежурного персонала у щита управления. Учитывая, однако, что Княжегубская гидроэлектростанция является крупным узлом сети 110 кВ энергосистемы, на ней решено иметь наблюдающий персонал в весьма ограниченном количестве, хотя гидроэлектростанция запроектирована как телеуправляемая.

Диспетчер энергосистемы со своего пункта может управлять пуском, остановкой и нагрузкой агрегатов, секционным и междущинными выключателями 110 кВ, а также выключателями ответвлений, по которым питаются собственные нужды. Телеуправление выключателями ответвлений было предусмотрено ввиду сравнительной сложности автоматического управления ими, а также учитывалась недопустимость параллельной работы генераторов на стороне 10 кВ. Диспетчер также располагает средствами для телеизмерений в объеме, позволяющем ему контролировать нагрузку гидроэлектростанции и отдельных ее агрегатов, уровень напряжения на шинах, а также уровни воды в верхнем и нижнем бьефах.

Телемеханизация станции выполнена посредством комплектных устройств ТУ—ТС типа ВРТ-53, изготовленных заводов «Электропульт» и работающих с использованием высокочастотных каналов связи по линиям 110 кВ. Телеизмерения осуществляются посредством частотной системы дальнего действия Оргрэса — Электропульт.

Компоновка электрических устройств гидроэлектростанции. Щиты автоматики и релейной защиты блоков генератор — трансформатор установлены в машинном зале со стороны верхнего бьефа. С той же стороны под полом машинного зала размещены выводы генераторов, ячейки трансформаторов напряжения, силовые щиты агрегатов, а также устройства возбуждения и гашения поля генераторов.

Между щитовым помещением и машинным залом (рис. 2) на отметке пола машинного зала проходит коридор контрольных и силовых кабелей. Этажом выше расположено распределительное устройство ответвлений от генераторов с реакторами, а также щиты собственных нужд переменного и постоянного тока с зарядными агрегатами. Еще выше помещаются аккумуляторные батареи и комплектное распределительное устройство 10 кВ, причем распределительное устройство размещено в центральной части помещения, а аккумуляторные батареи — по обе стороны от него. В этом же помещении расположен шинный коридор.

Проходящие по этому коридору алюминиевые шины сечением $2(120 \times 10)$ мм² соединяют генераторы с трансформаторами. Соединения шин — цельносварные. Шины смонтированы на горизонтально расположенных изоляторах. Такое расположение изоляторов позволило ускорить монтаж и облегчить поддерживающие металлоконструкции.

Главный щит управления размещен в при-

стройке к машинному залу с левой его стороны, т. е. поблизости от площадки, на которой размещены главные трансформаторы, и от распределительного устройства 110 кВ (рис. 1). Такое расположение щита управления дает значительные эксплуатационные удобства и сокращение расхода контрольного кабеля. На щите управления сосредоточено управление элементами главной схемы электрических соединений гидроэлектростанций. В этой же пристройке размещены релейные панели защиты линий электропередачи 110 кВ.

Главный щит собственных нужд 380 в, щит освещения и щиты постоянного тока расположены на одной отметке со щитом управления, что дает большие эксплуатационные удобства.

В помещениях над щитом управления размещаются панели телемеханики и узел связи, а также релейная лаборатория. Под щитом управления имеется помещение для контрольных кабелей.

Главные трансформаторы напряжением 121/10,5 кВ установлены на левом берегу отводящего канала, вдоль шинного коридора. Площадка, на которой установлены трансформаторы, и монтажная площадка имеют одну и ту же отметку, что облегчает доставку трансформаторов на ремонт. Дугогасящая катушка установлена на площадке трансформаторов. Четыре комплекта (по одному на каждый трансформатор) вентильных разрядников, защищающих трансформаторы от перенапряжений, установлены на крыше шинного коридора.

Трансформаторы местного района установлены в нишах подпорной стенки, рядом с монтаж-

ной площадкой. Доставка их на монтажную площадку для ремонта может осуществляться при помощи козлового крана, предназначенного для операций с ремонтными затворами отсасывающих труб. Трансформаторы обогрева решеток турбин помещаются в щитовом помещении. Трансформаторы собственных нужд установлены в камерах, примыкающих к левой стене здания гидроэлектростанции.

Открытое распределительное устройство 110 кВ расположено рядом с площадкой трансформаторов, но на другой, более высокой отметке. Связь трансформаторов с открытым распределительным устройством 110 кВ осуществлена проводом М-120.

Открытое распределительное устройство 110 кВ имеет 15 ячеек: трансформаторных 4, линейных 8, междушинных выключателей 2 и секционного выключателя 1. Шаг ячейки 8 м. Шины выполнены проводом М-150. В распределительном устройстве применены выключатели МГ-110, трансформаторы тока типа ТФНД-110 и трансформаторы напряжения специального изготовления для сети с изолированной нейтралью.

Защита распределительного устройства 110 кВ от прямых ударов молнии осуществлена отдельно стоящими молниеотводами высотой 30 м и 12 стержневыми молниеотводами высотой 3 м, установленными на конструкциях распределительного устройства. Для защиты оборудования от перенапряжений к сборным шинам 110 кВ присоединены три комплекта вентильных разрядников РВС-110 (для сети с изолированной нейтралью).

[9.4. 1956]



Неотложные задачи теории городских электрических сетей

Доктор техн. наук, проф. А. А. ГЛАЗУНОВ

Москва

С 1926 по 1953 г. в Советском Союзе сооружено около 800 новых городов, некоторые из которых — Комсомольск-на-Амуре, Магнитогорск, Сталинск, Караганда и другие — являются большими населенными пунктами. Число рабочих поселков к 1954 г. достигло 2 444 [Л. 1]. Большое количество городов расширяется и реконструируется, в результате чего в корне изменяется их облик.

В шестом пятилетии (1956—1960 гг.) процесс развития наших городов, их реконструкции и преобразования в города социалистического типа будет идти еще более быстрыми темпами. Директивы XX съезда КПСС по шестому пятилетнему плану предусматривают только за счет государственных средств строительство жилых домов общей площадью примерно 205 млн. м², т. е. почти в 2 раза больше, чем в пятой пятилетке.

¹ Печатается в порядке обсуждения.

Наиболее прогрессивным методом проектирования городов является комплексный, при котором одновременно разрешаются все вопросы градостроительства. Новые социалистические города и реконструируемые части городов резко отличаются по своей планировке от старых городов. Важнейшим принципом советского градостроительства является всемерное удовлетворение потребностей населения — обеспечение здоровых и культурных условий жизни. Если в городах дореволюционной России и в капиталистических странах застройка кварталов производилась и производится по принципу наибольшего использования земельной площади, то в кварталах социалистического типа предусматриваются большие свободные участки земли, предназначенные для зеленых насаждений, игр детей и т. д. Разрывы между отдельными зданиями в зависимости от условий инсоляции составляют 1—2 высоты зданий.

Высота зданий в новых и реконструируемых городах значительно увеличилась. Не так давно в Москве в среднем здания имели два этажа. В настоящее время в Москве строятся преимущественно 5—14-этажные здания.

Быстрый рост городов и изменение их облика ставит вопрос о том, насколько существующая теория городских электрических сетей отвечает новым условиям.

Значительное увеличение этажности зданий и связанное с этим увеличение нагрузок отдельных зданий определило резкое уменьшение радиуса района, питающегося от трансформаторной подстанции. При большой протяженности распределительной сети низкого напряжения, отходящей от каждой подстанции, применение напряжения 380/220 в не вызывало сомнения. При новой планировке городской территории, когда в больших городах от каждой трансформаторной подстанции получают энергию один — три дома, это напряжение экономически нецелесообразно. Уже давно В. М. Хрущев показал, что в районах с большой плотностью нагрузки экономически целесообразным напряжением является не 380/220 в, а 220/127 в.

Основной нагрузкой даже в районах с многоэтажной застройкой (5—12 этажей) является бытовая нагрузка. Освещение жилых домов составляет 40 ... 50% всей нагрузки дома.

Люминесцентное освещение позволяет получить световой поток нужного спектрального состава, требует при одинаковой освещенности примерно в 3 раза меньше электроэнергии по сравнению с освещением от ламп накаливания, характеризуется отсутствием слепящего действия вследствие малой поверхностной яркости и меньшим влиянием отклонений напряжения на изменение светового потока. Однако оно не может получить распространения для освещения жилых зданий по следующим причинам:

1. Люминесцентные лампы вследствие безинерционного разряда обладают стробоскопическим эффектом. При работе с одной лампой стробоскопический эффект очень заметен — наступает быстрое раздражение и утомление глаз. Для нормальной работы необходимо иметь светильники с двумя-тремя лампами, включенными на разные фазы. Светильники с двумя-тремя лампами значительно усложняют и удорожают внутриквартирные проводки.

2. Люминесцентные лампы имеют большие размеры. Светильники становятся громоздкими и пользоваться ими в быту практически невозможно. Необходимость иметь в них две-три лампы еще больше увеличивает их размеры.

3. Люминесцентные лампы должны быть включены по особой схеме.

Приведенные соображения показывают, что 40 ... 50% суммарной коммунальной нагрузки сети (без фабрик, заводов и коммунальных предприятий) составляет освещение жилых зданий, осуществляемое лампами накаливания.

Световые потоки, излучаемые лампами накаливания 220 и 127 в, приведены в табл. 1.

Таблица 1

Мощности ламп, вт	Световые потоки ламп накаливания, лм		$\frac{\Phi_1}{\Phi_2}$
	при 127 в Φ_1	при 220 в Φ_2	
60	645	540	1,19
75	881	671	1,31
100	1 275	1 000	1,28
150	2 175	1 710	1,27

Средняя мощность ламп накаливания в жилых зданиях составляет 60 ... 100 вт.

Чтобы при напряжении сети 380/220 в освещенность помещений осталась неизменной, мощность ламп накаливания должна быть большей, чем при напряжении 220/127 в. Осветительную нагрузку жилых зданий при напряжении сети 380/220 в следует принять в соответствии с данными табл. 1 большей на 20%, чем при напряжении 220/127 в. Общее увеличение коммунальной нагрузки жилой части города при нагрузке от освещения 40 ... 50% составит, следовательно, 8 ... 10%.

Исходя из указанного положения, кафедра «Электрические сети и системы» МЭИ провела технико-экономическое сопоставление сетей 380/220 и 220/127 в в районах города с 5—8- и 8—14-этажной застройкой. Предполагалось, что сеть выполнена кабелями. При определении капитальных затрат на сеть 380/220 в учитывались капиталовложения на электростанциях, связанные с необходимостью покрыть увеличенную на 10% нагрузку при этом напряжении, а также снижение расходов на внутридомовые сети. В ежегодных эксплуатационных расходах учитывалась стоимость дополнительной электроэнергии, которая должна быть выработана на станциях при большей нагрузке сети 380/220 в. Стоимость электроэнергии принималась 15 коп/квтч; действительная стоимость электроэнергии в сети большого города, безусловно, выше принятой.

При решении вопроса был рассмотрен ряд схем сети низкого напряжения 380/220 и 220/127 в. Сравнивались между собой наиболее целесообразные схемы для каждого из этих напряжений. Результаты произведенных исследований приведены в табл. 2, в которой все показатели даны в процентах. Исходными величинами (за 100%) приняты показатели сетей 220/127 в.

Таблица 2

Технико-экономические показатели сетей
220/127 и 380/220 в

Этажность зданий	Напряжения сетей, в	Капиталовло- жения, %	Эксплуата- ционные расходы, %	Расход цветного металла, %
8—14	380/220	102	158	55
	220/127	100	100	100
5—8	380/220	98	148	51
	220/127	100	100	100

Анализ цифр табл. 2 показывает, что стоимость сооружения сетей при напряжениях 380/220 и 220/127 в одинакова. Эксплуатационные расходы при напряжении 380/220 в примерно в 1,5 раза больше, чем при напряжении 220/127 в.

В районах с 8—14-этажной застройкой каждый дополнительный килограмм цветного металла (медь) снижает ежегодные эксплуатационные расходы на 4,75 руб., а в районах с 5—8-этажной застройкой — на 3 руб. При этих условиях, безусловно, выгодно в районах многоэтажной застройки сооружение сетей 220/127 в, а не 380/220 в [Л. 2].

Неправильная методика определения технико-экономических показателей сетей 380/220 и 220/127 в привела к неправильным выводам. Сооружение и перевод электрических сетей в районах с многоэтажной застройкой на напряжение 380/220 в нельзя признать соответствующими интересам народного хозяйства СССР.

Заслуживает серьезного внимания изучение вопроса о применении сетей повышенного напряжения с использованием ламп накаливания и мелких бытовых приборов 127 в.

Не следует забывать, что напряжение 380/220 в является более опасным для населения, чем напряжение 220/127 в.

Полученный вывод на первый взгляд противоречит практике США, где в последние годы в больших городах сооружаются сети 460/265 в [Л. 3...7]. При этом силовая нагрузка включается на напряжение 460 в. Люминесцентные лампы, изготавливаемые на напряжение 265 в, включаются на фазное напряжение. Лампы накаливания, бытовые приборы и приборы общего пользования подключаются к сети 208/120 в, питаемой от небольших сухих трансформаторов 460/208/120 в, установленных в разных частях зданий. Эти трансформаторы подвешиваются на стенах и не требуют специальных помещений.

Система 460/265 в применяется для электропитания многоэтажных коммерческих и административных зданий. Каждое такое здание имеет отдельную, независимую от общегородской сеть, питаемую подстанцией, предназначенной только для обслуживания этого здания.

Основными преимуществами сети 460/265 в являются: уменьшение сечения проводов, уменьшение отклонений напряжения в сети 460 в, установка более мощных трансформаторов и связанное с этим снижение стоимости подстанций, снижение стоимости крупных электродвигателей, защитных средств и т. д. Расходы на сооружение сетей 460/265 в на 10...25% меньше, чем сетей 208/120 в.

Система 460/265 в оправдывается в случаях, когда нагрузка от ламп накаливания и бытовых приборов, включаемых на 120 в, составляет не более 40...50%. При большей мощности потребителей на напряжении 120 в стоимость трансформаторов 460/208/120 в такова, что экономически целесообразной является система электропитания 208/120 в.

Необходимо подчеркнуть, что в США вопрос

о переводе ламп накаливания и бытовых приборов на напряжение 220 в даже не обсуждается, поскольку это мероприятие считается нецелесообразным по экономическим соображениям и нежелательным с точки зрения техники безопасности.

Для выяснения причин, обуславливающих применение системы 460/265 в в США, необходимо рассмотреть нагрузки коммерческих и административных зданий в этой стране.

В табл. 3 приведены округленные нагрузки, которые принимаются при сооружении сетей таких зданий.

Таблица 3

Нагрузки коммерческих и административных зданий

Освещение и бытовые нагрузки (208/120 в), ва/м ²	Силовые нагрузки (460 в), ва/м ²	Установки кондиционного воздуха (460 в), ва/м ²	Всего, ва/м ²
30 60	20 25	40 70	90 155

Нагрузки достигают 90...155 в на квадратный метр всей площади пола, т. е. превосходят принимаемые у нас нагрузки (30...35 в/м²) в 3...5 раз. Резкое повышение нагрузок дают установки кондиционного воздуха, увеличивающие их примерно вдвое.

На встроенных в здания подстанциях устанавливаются трансформаторы мощностью несколько сот или тысяч киловольт-ампер каждый.

Средняя поверхностная плотность нагрузки в деловых частях больших городов составляет 20...80 мва/км². В некоторых частях города плотность нагрузки доходит до нескольких сот тысяч киловольтампер на квадратный километр, достигая до 1 млн. ква/км².

Представляет значительный интерес новый вид нагрузки, появившийся в последнее время в США, — индивидуальные комнатные охладители воздуха, применяемые в зданиях, не имеющих установок кондиционного воздуха. Эти приемники электроэнергии резко влияют на работу электрических сетей, станций и подстанций, поскольку наибольшая нагрузка от них падает на летнее время, когда кабели и трансформаторы работают в наихудших условиях охлаждения. Нагрузка электростанций в летнее время не снижается. Отметим, что комнатные охладители воздуха работают с низким коэффициентом мощности.

Одна из американских компаний сообщала, что в сети одного города непредвиденный рост нагрузки от комнатных охладителей воздуха привел к серьезным повреждениям 30 трансформаторов и 200 отключениям в год из-за перегрузки сети.

Приведенный материал с очевидностью показывает, что применение сети 460/265 в вызвано очень большими нагрузками коммерческих зданий. Нагрузки этих зданий, отнесенные к квад-

ратному метру пола, не уступают нагрузкам некоторых металлообрабатывающих заводов. Поэтому неудивительно, что для электроснабжения коммерческих зданий применена схема электроснабжения, широко распространенная при электрификации промышленных предприятий,—электродвигатели 440 в, местное освещение и распределенные маломощные приборы и электродвигатели 120 в.

Сопоставление расчетных нагрузок США с нашими заставляет еще раз обсудить вопрос о планировании перспективных нагрузок городов Советского Союза. Нет никакого сомнения, что установки кондиционного воздуха и ряд других потребителей электроэнергии должны в ближайшее время найти применение и у нас. Установки кондиционного воздуха позволят значительно оздоровить условия труда в ряде промышленных предприятий, повысят эффективность лечения в санаториях, больницах и эффективность отдыха в театрах, клубах, кино и т. д.

При выпуске нашей промышленностью комнатных охладителей воздуха они найдут широкий спрос у населения, в особенности при некотором снижении стоимости электроэнергии для бытовых нужд.

Проблема планирования перспективных нагрузок городских электрических сетей имеет исключительно большое значение и нельзя медлить с ее рассмотрением. Уровень и состав нагрузок определяют экономически целесообразное напряжение сети, схему сети и т. д. Затяжка решения этого вопроса повлечет за собой большие непроизводительные расходы, крайне трудные переделки сооруженных сетей и т. п.

Третьим серьезным вопросом является установление по возможности единообразной точки зрения на схемы сетей низкого и среднего (6 и 10 кВ) напряжения. Имеются сторонники как разомкнутых резервированных сетей, так и замкнутых сетей.

Московская кабельная сеть строится по принципу разомкнутой резервированной сети, причем этот принцип распространяется не только на распределительные сети низкого и среднего напряжения, но и на питающую сеть среднего напряжения. Питающие линии на распределительных пунктах не работают параллельно. Нагрузка автоматически переключается на другие работающие линии.

Ленинградская кабельная сеть достаточно интенсивно внедряет замкнутую сеть, распространяя этот принцип и на питающую сеть среднего напряжения. Питающие линии 6 кВ работают на распределительных пунктах параллельно.

Опыт эксплуатации сетей Ленинграда, Ужгорода и многих других городов показал с очевидностью надежность работы замкнутых сетей и отсутствие каких-либо недостатков их эксплуатации по сравнению с разомкнутыми резервированными сетями.

Работы кафедры «Электрические сети и системы» МЭИ, Мосэнергопроекта и других организаций показали, что стоимость и эксплуатация замкнутых и разомкнутых резервированных сетей

практически одинаковы. Замкнутые сети при напряжении 220/127 в требуют даже меньших первоначальных затрат.

При равенстве первоначальных затрат и эксплуатационных расходов, определенных при проектном решении вопроса, предпочтение должно быть, безусловно, отдано замкнутым сетям. При проектном определении экономических показателей не учитывается целый ряд обстоятельств, ухудшающих экономические показатели разомкнутых сетей. При расчетах разомкнутых сетей принимается, что линии сети, идущие в одном направлении, и трансформаторы одной подстанции нагружены одинаково, чего в действительности быть не может. Неравномерная нагрузка элементов сети влечет увеличение потерь мощности и энергии. Отклонения напряжения в замкнутых сетях будут меньшими, чем в разомкнутых, и т. д.

Следует отметить, что такой серьезный вопрос, как возможность присоединения силовой нагрузки к общей замкнутой сети низкого напряжения, еще не подвергся сколько-нибудь серьезному изучению. Возможно, что в замкнутой сети, охватывающей несколько (два—шесть) трансформаторных подстанций, пуски электродвигателей не приведут к недопустимым колебаниям напряжения. Если это предположение подтвердится, то замкнутые сети по сравнению с разомкнутыми резервированными сетями получают большие экономические преимущества. Можно будет сказать, что строительство разомкнутых резервированных сетей является крупной ошибкой.

Отметим, что в США в городах с населением 100 тыс. жителей и более 80% сетей работают по замкнутой схеме.

К мало исследованным вопросам построения сетей относятся и схемы сетей среднего напряжения. На отдельных частных примерах Мосэнерго показало целесообразность устройства сети среднего напряжения без распределительных пунктов. В то же время известно много случаев, подтверждающих целесообразность сооружения распределительных пунктов. Совершенно очевидно, что то или иное решение определяется большим числом обстоятельств: поверхностной плотностью нагрузки, расстоянием между питающими центрами (электростанции, районные подстанции, подстанции глубокого ввода высокого напряжения) и т. д. Теоретическая разработка этого вопроса должна выяснить условия, при которых целесообразно сооружение сетей с распределительными пунктами и без них.

С вопросом построения сетей среднего напряжения неразрывно связана проблема глубокого ввода высокого напряжения на территорию городов. Две большие работы, выполненные в СССР по этой проблеме, далеко не отвечают на все вопросы, возникающие при сооружении глубоких вводов высокого напряжения. В то же время в этой проблеме имеется много нерешенных и даже запутанных вопросов. В качестве примера последних можно привести широко распространенное мнение о необходимости устройства глубоких вводов на «основном» напряжении систе-

мы. Под этим понимается, что электроэнергия при глубоком вводе ее в город на повышенном напряжении не должна претерпевать трансформации. Это положение не всегда отвечает экономически целесообразному решению и не соответствует практике Советского Союза.

Напряжение глубокого ввода высокого напряжения, так же как и напряжение сетей районного значения, должно выбираться по технико-экономическим показателям. Такие расчеты, судя по нашей практике, показывают, что глубокие вводы высокого напряжения часто целесообразно осуществлять не на напряжении, при котором город получает основную массу электроэнергии. Например, основная часть электроэнергии в Москву приходит при 220 кВ, а глубокие вводы выполняются на напряжении 110 кВ. В Ташкенте основная часть энергии поступает при 110 кВ, а глубокие вводы осуществляются при напряжении 35 кВ. Это не означает, что во всех случаях глубоких вводов целесообразна трансформация напряжения. Имеется ряд случаев, когда решение без трансформации напряжения окажется более целесообразным, так же как это бывает и в районных сетях.

В заключение необходимо остановиться на ошибочности методики разработки ряда теоретических вопросов городских электрических сетей. Например, при изучении построения сетей низкого напряжения исходят из равномерной погонной плотности нагрузки. Это положение, широко использованное проф. В. М. Хрущевым, в свое время примерно соответствовало действительным условиям работы городской сети. Оно с переходом на равномерное поверхностное распределение нагрузки может быть положено в основу исследования сетей небольших городов с малоэтажной застройкой. В таких городах отдельные дома имеют примерно одинаковые, небольшие, расположенные примерно на одинаковых расстояниях друг от друга нагрузки.

Но это положение абсолютно неприемлемо при исследованиях сетей в районах города с многоэтажной застройкой. В районах с 8—12-этажными зданиями от каждой подстанции снабжается электроэнергией один-два дома; в районах с 5—8-этажной застройкой — три-четыре дома. Трансформаторная подстанция делается встроенной в здание, т. е. одна нагрузка из небольшого числа нагрузок приключена непосредственно к шинам подстанции. Следовательно, современная сеть низкого напряжения большого города, отходящая от трансформаторной подстанции, питает очень небольшое число нагрузок, значительно отличающихся друг от друга по величине и расположенных на весьма различных расстояниях от подстанции. Кроме того, централизованный ввод в дом приводит к выполнению части сети кабелями, а части — проводами или шинопроводами, проложенными внутри зданий.

Из сказанного совершенно очевидно, что теоретические исследования, в основу которых положено равномерное погонное распределение нагрузки, одинаковое выполнение сетей и т. д., для районов с многоэтажной застройкой не могут привести к правильным решениям и должны быть признаны ошибочными.

Теоретические работы по городским электрическим сетям должны быть резко усилены. К ним следует привлечь научно-исследовательские институты, высшие учебные заведения и широкие круги технических работников. Недоучет значения вопросов городских электрических сетей, наблюдаемый в настоящее время, абсолютно недопустим. Неразработанность вопросов городских электрических сетей влечет за собой большие неоправданные затраты материалов и денежных средств, постоянные эксплуатационные перерасходы, увеличение аварийности и т. п. Отставанию городских электрических сетей от строительства городов социалистического типа должен быть положен конец.

Ликвидация отставания потребует целого ряда аппаратов, которые еще не выпускаются нашей электропромышленностью. Выпуск этих аппаратов не может представить трудности для наших заводов и потому может быть налажен быстро.

Руководство технической политикой электрических сетей больших, а возможно и средних городов, по мнению автора, должно осуществляться Техническим управлением Министерства электростанций. При решении вопросов следует обеспечить широкое их обсуждение, для чего целесообразно иметь при Техническом совете МЭС секцию по городским электрическим сетям. В эту секцию следует привлечь представителей Министерств коммунального хозяйства, Академии коммунального хозяйства, Коммунаэнергопроекта, Мосэнерго, Ленэнерго, высших учебных заведений и др.

Литература

1. А. Е. Страментов. Инженерные вопросы планировки городов. Государственное издательство литературы по строительству и архитектуре, 1955.
1. А. А. Глазунов, Ф. Ф. Воронцов и Л. А. Солдаткина. Рациональное построение сети низкого напряжения больших городов. Электричество, № 3, 1955.
3. H. G. Barnett, R. A. Zimmerman and H. E. Lokey. Сравнение сетей 460 и 208 в коммерческих зданий. AIEE Trans., ч. II, 1954.
4. H. D. Kurt and Donald Веeman. Успехи в построении сетей коммерческих зданий. AIEE Trans., ч. II, 1954.
5. D. S. Brereton and H. J. Donnely. Сеть 480/277 в здания в Менанде, AIEE Trans., ч. II, 1954.
6. A. M. de Bellis and S. B. Grickom. Новые достижения применения более высокого напряжения распределительных сетей. AIEE Trans., ч. III-B, 1954.
7. T. C. Duncan, J. P. Neubauer, J. M. Comly, R. F. Lanrence and Miles Maxwell. Экономические показатели вторичных сетей в деловых частях города. AIEE Trans., ч. III-B, 1954.

[1. 2. 1956]



Об устранении асимметрии намагничивающих сил в конденсаторных асинхронных двигателях

Академик В. С. КУЛЕБАКИН

В настоящее время в электроприводах различного назначения находят распространение конденсаторные асинхронные двигатели, большим достоинством которых является возможность питания их от однофазных источников переменного тока. Области и масштабы применения конденсаторных асинхронных двигателей непрерывно расширяются не только по мере развития электрификации, но также и благодаря прогрессу в электромашиностроении и производстве статических конденсаторов. У конденсаторов новейших типов значительно уменьшены вес, размеры и повышена их надежность. Так, например, выпускаемые в последние годы статические конденсаторы из металлизированной бумаги с пропиткой хлордифенилом имеют объемы в 3...4 раза меньше по сравнению с прежними наиболее совершенными конденсаторами [Л. 1].

В конденсаторах из металлизированной бумаги обкладкой служит слой металла (алюминия или цинка) толщиной 0,1 мкм. При столь малой толщине металлического слоя эти конденсаторы приобрели способность к «самовосстановлению»: при пробое обкладок конденсаторной секции величина тока, проходящего через проводящую частицу, оказывается достаточной для того, чтобы расплавить и испарить металл в непосредственной близости от проводящей частицы, что вызывает изолирование обкладок. Благодаря этому пробой при воздействии импульса повышенного напряжения не приводит к короткому замыканию и выходу конденсатора из строя.

Создание конденсаторов из металлизированной бумаги и усовершенствование конденсаторов

других типов открывают широкие перспективы для дальнейшего использования их в различных областях и, в частности, в схемах включения асинхронных двигателей для питания их от источников однофазного переменного тока как промышленной, так и повышенной частоты.

Как известно, по своему устройству конденсаторный двигатель представляет обычную асинхронную машину с двухфазной или трехфазной обмоткой статора. Роторы двигателей в зависимости от мощности выполняются с короткозамкнутой обмоткой в виде простого или сложного беличьего колеса или с фазной обмоткой.

При питании таких двигателей от однофазного источника тока с целью создания вращающегося магнитного поля в одну из фазных обмоток статора включается конденсатор, как это было предложено еще в 1895 г. Штейнмецом [Л. 2].

На рис. 1 приведены простейшие схемы включения статических конденсаторов в цепь трехфазных обмоток асинхронного двигателя, а на рис. 2 изображены различные вариации схем присоединения к однофазной сети конденсаторного асинхронного двигателя с двухфазной обмоткой статора. При включении асинхронного двигателя по этим схемам переменный ток в фазных обмотках статора создает н. с., смещенные в пространстве. Благодаря включению конденсаторов в одну из обмоток получается сдвиг по фазе (во времени) между н. с., в результате чего образуется вращающееся магнитное поле. Однако при наиболее распространенных схемах включения конденсаторных асинхронных двигателей достижение симметрии н. с. фазных обмоток, при которой получается круговое вращающееся поле, возможно лишь при определенных режимах работы двигателя, отклонение от которых вызывает образование эллиптического вращающегося поля или инверсных полей, приводящих к увеличению потерь, снижению к. п. д. и ухудшению электро-механических характеристик. Чтобы убедиться в этом, достаточно рассмотреть упрощенную электрическую схему замещения асинхронного двухфазного двигателя при симметричном режиме работы (рис. 3) и проанализировать требования, при удовлетворении которых достигается симметрия н. с. фазных цепей a и b .

Для симметричного режима работы двигателя можно записать следующие выражения:

$$\dot{I}_b = j \frac{\omega_b}{\omega_a} \dot{I}_a; \quad (1)$$

$$\dot{U}_b = j \frac{\omega_b}{\omega_a} \dot{U}_a; \quad (2)$$

$$\dot{I}_a = \frac{\dot{U}}{Z_a}; \quad (3)$$

$$\dot{I}_b = \frac{\dot{U}_a - \dot{U}_b}{Z_c} = j \frac{\omega_a}{\omega_b} \dot{I}_a \quad (4)$$

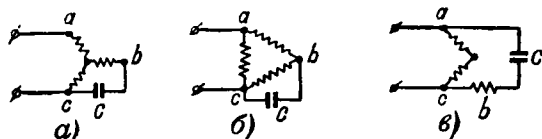


Рис. 1. Схемы включения статических конденсаторов в цепь трехфазных обмоток асинхронного двигателя.

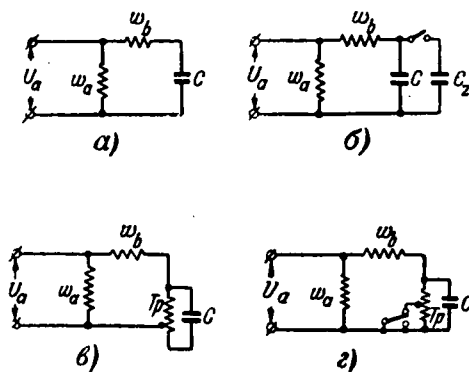


Рис. 2. Схемы присоединения к однофазной сети конденсаторного асинхронного двигателя с двухфазной обмоткой статора.

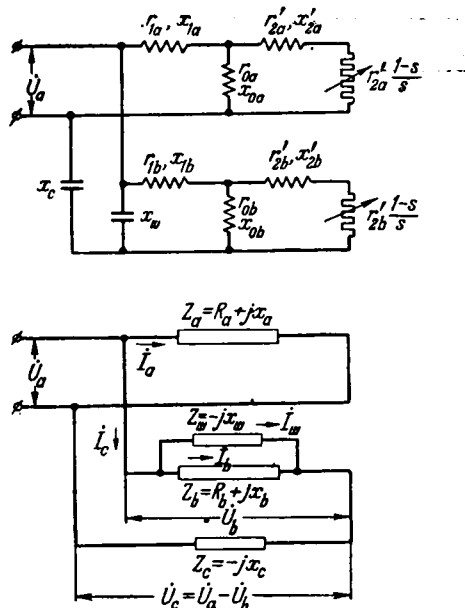


Рис. 3. Упрощенная схема замещения асинхронного двухфазного двигателя при симметричном режиме работы.

или

$$I_b = \frac{U_a - j \frac{w_b}{w_a} U_a}{Z_c} = j \frac{w_a}{w_b} \frac{U_a}{Z_b}, \quad (5)$$

где U_a, U_b и I_a, I_b — фазные напряжения и токи;
 w_a и w_b — числа витков фазных обмоток статора;

$Z_a = R_a + jx_a$ — комплекс эквивалентного сопротивления двигателя (фазной цепи a);

$Z_c = -jx_c$ — комплекс добавочного сопротивления, включенного в фазную цепь b ;

R_a и x_a — активное и индуктивное сопротивление в цепи a двигателя;

x_c — емкостное сопротивление конденсатора, включенного в цепь b двигателя.

Отсюда вытекают условия симметрии н. с.:

$$\frac{w_b}{w_a} \left(1 - j \frac{w_b}{w_a} \right) Z_a = j Z_c \quad (6)$$

или

$$\frac{w_b}{w_a} R_a + j \frac{w_b}{w_a} x_a - j \left(\frac{w_b}{w_a} \right)^2 R_a + \left(\frac{w_b}{w_a} \right)^2 x_a = x_c. \quad (7)$$

Равенство (7) возможно при условии

$$R_a = \frac{w_a}{w_b} x_a \quad (8)$$

и

$$x_c = \frac{1}{wC_c} = \frac{1}{2\pi f C_c} = \frac{w_b}{w_a} R_a + \left(\frac{w_b}{w_a} \right)^2 x_a = \frac{w_a^2 + w_b^2}{w_a^2} x_a. \quad (9)$$

Эти выводы показывают, что симметричный режим работы двигателя получается лишь при соответствующем подборе емкости ($C=C_c$) конденсатора и определенных значениях скольжения ($s=s_c$) и угла φ_c сдвига фаз между напряжением U_a и током I_a .

В данном случае

$$\left. \begin{aligned} \operatorname{tg} \varphi_c &= \frac{x_a}{R_a} = \frac{w_b}{w_a} = \operatorname{tg} \psi \\ \varphi &= \psi. \end{aligned} \right\} \quad (10)$$

Так как

$$\frac{w_b}{w_a} > 0, \text{ то } \operatorname{tg} \varphi_c > 0.$$

Это означает, что симметричная н. с. достигается в конденсаторном двигателе, когда он работает только в двигательном режиме (при $s > 0$).

Если работу асинхронного двухфазного двигателя проанализировать при помощи локус-диаграммы векторов (рис. 4), то также станет ясно, что симметричный режим может наступить (при соответствующем подборе емкостей) лишь при одном определенном угле сдвига фаз, при котором вектор тока в обмотке b направлен перпендикулярно к вектору напряжения $\dot{U}_c = \dot{U}_a - \dot{U}_b$. Из диаграммы рис. 4 можно усмотреть, что уменьшение числа витков обмотки b , последовательно с которой включается конденсатор, допустимо лишь до определенного соотношения $\frac{w_b}{w_a} = \frac{U_b}{U_a} \geq \operatorname{tg} \varphi_{\min}$. Легко понять,

что при $\frac{w_b}{w_a} < \operatorname{tg} \varphi_{\min}$ нельзя достигнуть симметрии н. с. обмоток двигателя.

Все вышеизложенное говорит о том, что в конденсаторном двигателе невозможно получить круговое вращающееся магнитное поле при всех нагрузках, что является существенным недостатком обычных схем включения конденсаторных двигателей [Л. 3 и 4].

Обычно для устранения или уменьшения несимметрии фазных нагрузок в конденсаторном двигателе прибегают к переключению числа витков, введению регулируемого автотрансформатора и ступенчатому изменению емкости конденсаторов. Однако эти мероприятия не обес-

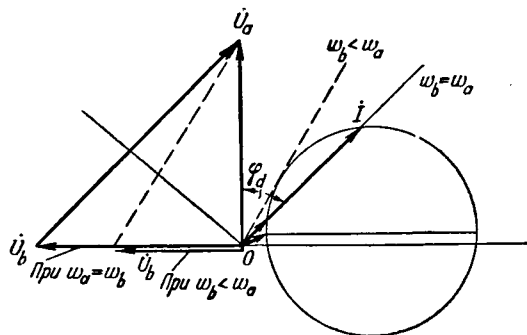


Рис. 4.

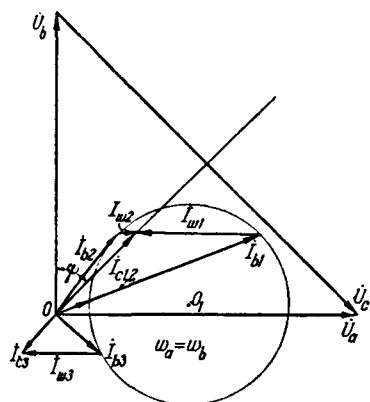


Рис. 5. Круговая диаграмма асинхронного двухфазного двигателя, имеющего одинаковое число витков в каждой фазе.

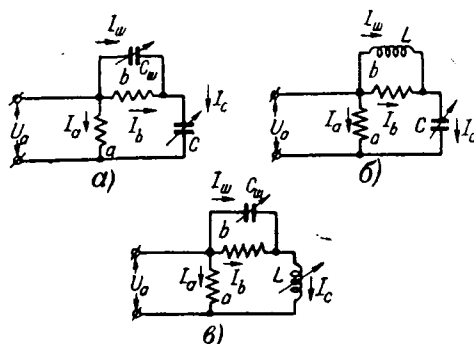


Рис. 6.

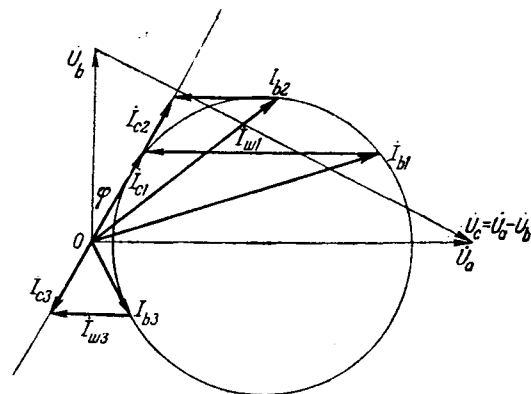


Рис. 7. Круговая диаграмма асинхронного двухфазного двигателя с соотношением чисел витков $\frac{w_b}{w_a} = 0,5$.

печивают создания симметричных н. с. при любых режимах и не дают возможности добиться рекуперативного торможения.

Ниже предлагается новый способ включения регулируемых реактивных сопротивлений в одну из фазных цепей конденсаторного асинхронного двигателя, при котором достигается получение симметричных нагрузок обеих фазных обмоток при любых режимах работы двигателя, питающегося от однофазной сети переменного тока¹.

Для обоснования сущности этого метода рассмотрим круговую диаграмму асинхронного двигателя, у которого двухфазная обмотка статора имеет одинаковые числа витков в каждой фазе (рис. 5). При симметричной нагрузке фазных обмоток вектор тока в конденсаторе должен быть сдвинут по фазе относительно напряжения \dot{U}_b на угол $\psi = 45^\circ$ для того, чтобы получить замыкающее междуфазовое напряжение

$$\dot{U}_c = \dot{U}_a - \dot{U}_b = \dot{U}_a(1 - j); \quad U_c = \sqrt{2}U_a = \sqrt{2}U_b.$$

Между тем угол ψ , как видно из круговой диаграммы рис. 5, в зависимости от нагрузки может отличаться от 45° . Очевидно, для того чтобы получить в конденсаторе ток I_c при $\psi = 45^\circ$, необходимо к току I_b прибавить реактивную составляющую, определяемую вектором I_w . Практически это достигается путем подключения конденсатора емкостью C_w параллельно обмотке b (рис. 6, а). Если при работе в симметричном режиме двигателя угол сдвига по фазе между током I_b и напряжением \dot{U}_b при определенной нагрузке становится меньше 45° ($\psi < 45^\circ$), тогда параллельно обмотке b необходимо присоединить индуктивность (рис. 6, б).

При сверхсинхронной скорости вращения ротора ($s < 0$) и рекуперации энергии симметричная нагрузка обеих фаз имеет место (как это видно из векторной диаграммы рис. 5) лишь при параллельном подключении емкости C_w

к обмотке b и присоединении последовательно с ней соответствующей индуктивности (рис. 6, в).

В некоторых случаях с целью упрощения переключений и увеличения общего коэффициента мощности целесообразно фазные обмотки статора выполнять с различными числами витков (обычно $w_b < w_a$). При этом симметрия нагрузки должна характеризоваться не токами, а н. с. обеих фаз и соответствующим сдвигом фаз между токами. Если $\frac{w_b}{w_a} = 0,5$, то при сим-

метричном режиме работы должно быть:

$$U_b = 0,5 U_a; \quad U_c = U_a \sqrt{1,0 + (0,5)^2} = \\ = U_a \sqrt{1,25} \approx 1,12 U_a; \quad \psi = 26^\circ 34'.$$

На рис. 7 приведена круговая диаграмма для асинхронных двигателей, у которых $\frac{w_b}{w_a} = 0,5$.

Обычно у этих двигателей $\psi \leq \varphi_{\text{мин}}$, поэтому в двигательных режимах симметричная нагрузка в обеих обмотках достигается включением соответствующей емкости последовательно с обмоткой b и шунтированием этой обмотки емкостью.

Из анализа векторных диаграмм рис. 5 и 7 следует, что при пуске в ход конденсаторных двигателей приходится во всех случаях включать конденсаторы не только последовательно, но и параллельно обмотке b . Сравнительное исследование пуска в ход двигателей одной и той же мощности, но имеющих различные соотношения чисел витков ($w_b = w_a$ и $w_b/w_a = 0,5$) показывает, что ток, потребляемый из сети в начале пуска в ход, получается меньше (примерно на 25%) в случае, когда $w_b/w_a = 0,5$, а общий $\cos \varphi_c$ при этом несколько больше. При номинальной же нагрузке двигатель, у которого $w_b/w_a = 0,5$, работает с более высоким коэффициентом мощности, чем двигатель, у которого $w_b = w_a$.

На рис. 8 приведена упрощенная эквивалентная схема для симметрично нагруженного двух-

¹ Авторское свидетельство № 101273 от 12/IX 1955 г. с приоритетом от 17/III 1955 г.

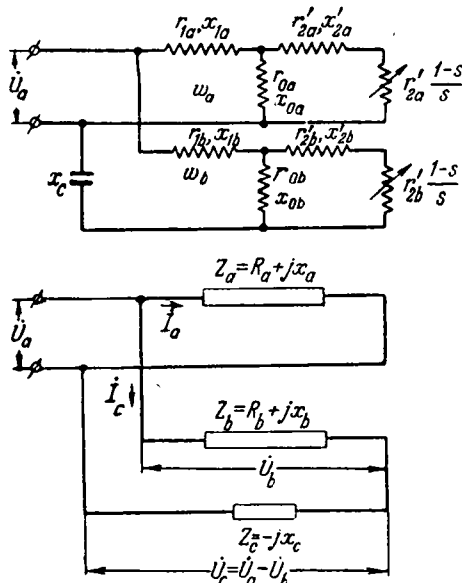


Рис. 8. Упрощенная эквивалентная схема для симметрично нагруженного асинхронного двухфазного двигателя, работающего по новой схеме включения.

фазного асинхронного двигателя, работающего по новой схеме включения. Пользуясь этой схемой, можно вывести основные формулы для определения реактивных сопротивлений x_c и $x_{ш}$, при которых достигается симметрия н.с. обмоток двигателя, работающего с различными скольжениями s . При симметричных н.с. фазных обмоток двигателя

$$\dot{U}_c = -I_c jx_c; \quad (11)$$

$$\dot{U}_c = \dot{U}_a - \dot{U}_b = \dot{U}_a - j\frac{w_b}{w_a} \cdot \dot{U}_a = \dot{U}_a \left(1 - j\frac{w_b}{w_a}\right); \quad (12)$$

$$I_c = I_b + I_{ш} = j\frac{w_a}{w_b} I_a + I_{ш}. \quad (13)$$

Так как

$$I_a = \frac{\dot{U}_a}{Z_a}, \quad I_{ш} = -\frac{\dot{U}_b}{jx_{ш}} = j\frac{w_b}{w_a} \cdot \frac{\dot{U}_a}{Z_{ш}},$$

то

$$\begin{aligned} -I_c jx_c &= \dot{U}_a \left[1 - j\frac{w_b}{w_a}\right] = \\ &= \dot{U}_a \left[\frac{w_a}{w_b} \cdot \frac{x_c R_a}{z_a^2} + j\left(\frac{w_b}{w_a} \cdot \frac{x_c}{x_{ш}} - \frac{w_a}{w_b} \cdot \frac{x_c x_a}{z_a^2}\right)\right], \end{aligned} \quad (14)$$

откуда находим:

$$x_c = \frac{w_b}{w_a} \cdot \frac{z_a^2}{R_a} = \frac{w_b}{w_a} \cdot z_a \frac{1}{\cos \varphi} = 2 \frac{w_b}{w_a} \frac{x_a}{\sin 2\varphi} \quad (15)$$

и

$$\begin{aligned} x_{ш} &= x_c \frac{w_b R_a}{w_a x_a - w_b R_a} = \frac{w_b^2 \cdot z_a^2}{w_a^2 x_a - w_a w_b R_a} = \\ &= \frac{w_b^2 z_a}{w_a^2 \sin \varphi - w_a w_b \cos \varphi} = 2 \frac{w_b^2 x_a}{2w_a^2 \sin^2 \varphi - w_a w_b \sin 2\varphi}. \end{aligned} \quad (16)$$

Значения x_c и $x_{ш}$ легко определяются, если для асинхронного двигателя построена локус-

диаграмма, характеризующая изменение тока в фазе b при симметричной нагрузке. На этой диаграмме легко находятся токи I_c и $I_{ш}$, а затем определяются значения x_c и $x_{ш}$ по формулам:

$$x_c = \frac{U_c}{I_c} \quad \text{и} \quad x_{ш} = \frac{U_b}{I_{ш}}.$$

Анализ формулы (16) и локус-диаграммы показывает, что обмотку b необходимо шунтировать при всех нагрузках емкостным реактивным сопротивлением $x_{ш}$ лишь тогда, когда соотношение чисел витков подобрано так, что оно удовлетворяет условию

$$\operatorname{tg} \varphi_{мин} \geq \operatorname{tg} \psi = \frac{w_b}{w_a}. \quad (17)$$

Как известно, генераторный режим асинхронной машины или рекуперативное торможение характеризуется отрицательными скольжениями. Для этих режимов из формулы (15) и локус-диаграммы рис. 5 следует, что в случае включения конденсатора напряжение $-I_c jx_c$ приобретает отрицательное значение; между тем для симметрии н.с. необходимо, чтобы напряжение $-I_c jx_c$ было равно $\dot{U}_a - \dot{U}_b = \dot{U}_c$. Для этого реактивное сопротивление, включаемое последовательно с обмоткой b , должно быть не емкостным, а индуктивным. Что касается реактивного сопротивления $x_{ш}$, то оно при генераторном режиме для любого соотношения чисел витков $\frac{w_b}{w_a}$ получается всегда емкостным ($x_{ш} > 0$).

При применении предложенной схемы достижение симметричного режима для разных нагрузок требует соответствующего изменения реактивных сопротивлений x_c и $x_{ш}$, которое может осуществляться ступенями или плавно. Плавное регулирование может быть достигнуто посредством включения параллельно с конденсатором дросселей насыщения с подмагничиванием постоянным током. При этом поддержание симметричного режима при всех нагрузках двигателя легко поддается автоматизации.

Рассмотренный метод применим также и для создания симметричных н.с. в синхронных двигателях, питаемых от источников однофазного тока.

Предложенная схема, по существу, служит для преобразования однофазного переменного тока в двухфазный и может быть использована для создания преобразователей фаз.

Литература

1. Н. Elsneg. Металлизированный конденсатор. Bull. SEV, № 18, 1952.
2. Е. Arnold. Техника переменных токов, т. V, ч. 1, 1907.
3. М. Krongl. К расчету однофазного конденсаторного двигателя. Bull. SEV, № 6, 1934.
4. В. С. Кулебакин. Испытание электрических машин. ОНТИ, стр. 410, 1935.

[12.3. 1956]



Вопросы современной теории коммутации тока в коллекторных машинах¹

Кандидат техн. наук О. Г. ВЕГНЕР

Ленинград

В лабораториях электрических машин и общей электротехники Ленинградского политехнического института им. Калинина были проведены экспериментально-теоретические исследования процесса коммутации в машинах постоянного тока как на специальной модели, так и на реальных машинах.

В этих исследованиях для записи кривых тока и напряжения был впервые² применен катодный осциллоскоп, а также специально сконструированное устройство — анализатор коммутации, позволявшее производить измерения средних и амплитудных значений переходных падений напряжения, а также судить о длительности действия волн коммутационных перенапряжений.

Для исследования электрических свойств щеток также был применен катодный осциллоскоп, на экране которого непосредственно фиксировались динамические вольтамперные характеристики переходного контакта.

Исследования, проводившиеся в течение 5 лет, позволили сделать ряд теоретических и практических выводов, которые, в частности, интересно сопоставить с результатами работ, опубликованными М. Ф. Карасевым в его книге [Л. 1] и на страницах журнала «Электричество» [Л. 2 и 9].

Настоящая статья имеет целью поставить на обсуждение пока лишь некоторые принципиальные вопросы теории коммутации, исходя из того, что к настоящему времени уже накоплен достаточно большой экспериментальный материал для того, чтобы можно было объективно оценить практическую ценность тех или иных теоретических положений.

О классической теории коммутации. При изложении теории коммутации тока в учебниках по электрическим машинам до сих пор пользуются так называемой классической теорией, разработанной еще в прошлом веке, преимущественно в трудах Арнольда.

Основными исходными положениями этой теории являются допущения постоянного удельного переходного сопротивления между коллектором и щетками и равенства между длительностью кажущегося короткого замыкания щеткой смежных коллекторных пластин и действительным временем коммутации тока в секции обмотки якоря, присоединенной к этим пластинам.

Авторы, придерживающиеся этой теории, пользуются методом суперпозиции, рассматривая реальный ток, протекающий в коммутируемой секции, как сумму фиктивных токов прямолинейной коммутации и добавочного, поперечного тока.

Накопленный к настоящему времени экспе-

риментальный материал [Л. 1, 3, 5 и 7] позволяет утверждать, что сформулированные выше исходные положения классической теории совершенно не соответствуют действительности, по крайней мере применительно к современным типам электрических щеток.

К этому выводу приводит даже тот экспериментальный материал, который приведен в трудах Арнольда, где это несоответствие с теоретическими допущениями объясняется вибрацией щеток и изменениями их контактных свойств у сбегающего края под влиянием искрения.

Однако сейчас стало вполне ясно, что отклонения действительных свойств переходного контакта от принятых в классической теории вполне закономерны и объясняются своеобразной физической природой протекания тока по переходному слою.

Отклонения от закона постоянства удельного переходного сопротивления настолько велики, что применение метода суперпозиции токов в коммутируемом контуре оказывается совершенно необоснованным.

На рис. 1 приведены осциллограммы токов в коллекторных пластинах, переходных падений напряжения и кривые удельных переходных сопротивлений, полученные путем расчета по первым двум кривым, взятым из книги Арнольда [Л. 6].

Диапазон изменения удельных переходных сопротивлений весьма велик, даже при безискровой работе, судя по кривым $\Delta U = f(t)$, не имеющим пиков, характерных для искрения.

На рис. 2 представлена осциллограмма коммутации, полученная Арнольдом, из которой вид-

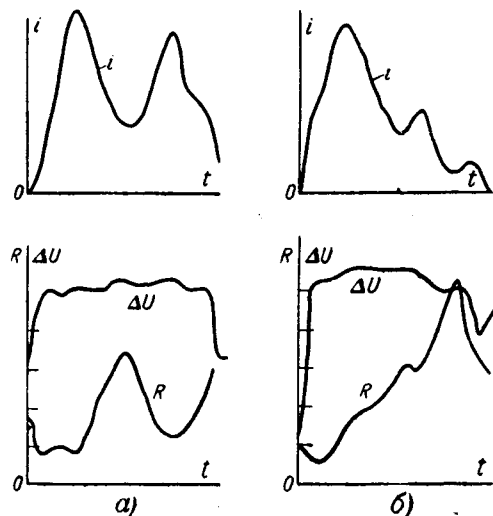


Рис. 1. Осциллограммы токов в коллекторных пластинах (i), переходных падений напряжения (ΔU) и кривые удельных переходных сопротивлений (R , ом/см²). а—для отрицательных щеток; б—для положительных щеток.

¹ Статья печатается в порядке обсуждения.

² Указания М. Ф. Карасева по этому вопросу [Л. 2] не точны, так как катодный осциллоскоп и амплитудный вольтметр были широко использованы автором еще в 1938—1941 гг. [Л. 3, 4 и 5].

но, что время собственно коммутации T_k значительно меньше времени кажущегося замыкания щеткой коллекторных пластин T .

В книге Арнольда — Ла-Кура [Л. 6, стр. 261] сказано: «Во время таких исследований было замечено, что коммутирование обычно заканчивалось раньше, чем пластина покидала сбегающий край щетки, так что в момент отрыва от щетки, в пластине тока почти не оказывалось». Поэтому осциллограмма, приведенная на рис. 2, показывает типичное изменение коммутируемого тока.

Учитывая результаты современных исследований, следует установить, что классическая теория коммутации как в ее первоначальном виде, так и с различными современными модернизациями, принимающими, однако, основные положения этой теории, должна быть признана устаревшей и не могущей оказать на практику электромашиностроения прогрессивного направляющего влияния. Необходимо также поставить вопрос о том, чтобы впредь до научной и практической апробации той или иной новой теории коммутации в курсах электрических машин, читаемых в высших учебных заведениях, и в учебниках разъяснялась условность классической теории и давался бы критический обзор новых работ в этой области.

Пути развития современной теории коммутации. Попытки построения новой теории коммутации были связаны с экспериментальными исследованиями свойств переходного контакта, которые выявили значительную роль ионно-электронных процессов в образовании электрической проводимости между коллектором и щетками. Это даже привело некоторых исследователей [Л. 1] к выводу о невозможности устойчивого скользящего контакта без так называемой импульсной ионизации за счет действия э. д. с., значительно превосходящих по величине обычные значения переходного падения напряжения.

Для исследователей этого направления характерно игнорирование электромагнитной стороны процесса, приводящее, например, к утверждению о независимости друг от друга коммутирующей и реактивной э. д. с. [Л. 1].

Такой путь, игнорирующий взаимосвязь всех коммутационных факторов, являющихся лишь различными сторонами одного и того же электромагнитного процесса переключения тока, не может привести к созданию прогрессивной теории. Для внесения ясности в этот вопрос нам кажется необходимым дать такую интерпретацию коммутационного процесса, которая не зависела бы от различных взглядов на природу переходного контакта и его электрические свойства.

На рис. 3 изображена одна из секций обмотки якоря, в которой переключается ток. Внешнее магнитное поле индуцирует в секции э. д. с. e_k , кроме того, под набегающим краем щетки действует разность потенциалов ΔU_k , а под сбегающим краем ΔU_c (переходные падения напряжения). Таким образом, на переключаемую секцию действует общая „вынуж-

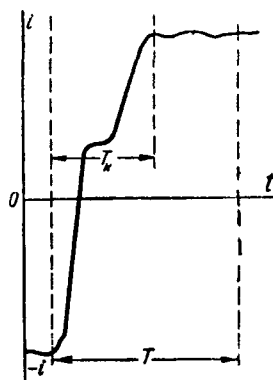


Рис. 2. Кривая тока в коммутируемой секции.

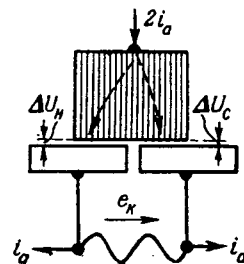


Рис. 3. Схема коммутируемой секции.

дающая“ разность потенциалов, равная алгебраической сумме отдельных составляющих:

$$e_s = e_k + \Delta U_k + \Delta U_c. \quad (1)$$

Под влиянием этой „вынуждающей“ э. д. с. изменяется ток в секции, в результате чего появляются реактивная э. д. с. самоиндукции e_s и падение напряжения в сопротивлении секции ir .

Характер изменения тока может быть лишь таким, при котором в любой момент времени суммарная вынуждающая э. д. с. полностью компенсируется суммарной реактивной разностью потенциалов:

$$e_s = e_k + \Delta U_k + \Delta U_c = -e_s + ir. \quad (2)$$

Такой взгляд, вытекающий из основных законов электродинамики, обязателен независимо от метода учета электрических свойств щеток или той или иной интерпретации их роли в коммутационном процессе.

Следует остановиться на причинах, по которым мы относим падения напряжения ΔU_k и ΔU_c к категории вынуждающих по отношению к секции, в то время как обычно при составлении дифференциальных уравнений их рассматривают лишь как частичные падения напряжения в коммутируемом контуре.

Представим себе условия коммутации при полном отсутствии э. д. с. e_k . Тогда при вращении коллектора будет наблюдаться повышение плотности тока и падения напряжения в сбегающем крае щетки и уменьшение этих величин в набегающем крае (рис. 3).

В этом случае разность потенциалов $\Delta U_c - \Delta U_k$ является единственной, вынуждающей изменение тока в секции в нужном направлении и способной скомпенсировать возникающую при этом реактивную э. д. с.

Разность потенциалов $\Delta U_c - \Delta U_k$ является частью напряжения сети в случае двигателя или э. д. с. якоря в случае генератора. Щетка рассматривается здесь как средство, позволяющее ввести в контур секции часть внешней для нее э. д. с.

При ускоренной коммутации, наоборот, разность потенциалов $\Delta U_n - \Delta U_c$ будет противодействовать э. д. с. e_k , но во всех случаях эта разность потенциалов является для секции внешним, вынуждающим изменение тока в ней фактором, действующим в том или ином направлении. Из сказанного следует, что коммутация тока может происходить лишь при соблюдении условия (1).

Главные фазы коммутационного процесса и рациональная форма кривой изменения тока. Если производить измерения амплитуд переходных падений напряжения для различных точек щетки по ее ширине, то при удовлетворительных условиях скольжения и не слишком затрудненной коммутации можно обнаружить наличие значительных «перенапряжений» в довольно широкой зоне у сбегающего края, в гораздо более узкой зоне у набегающего края и отсутствие их в средней зоне переходного контакта, располагающейся обычно несимметрично, ближе к набегающему краю.

Зоны, в которых обнаруживаются перенапряжения даже при безискровой работе, соответствуют участкам неустойчивого скользящего контакта. Ориентировочно можно считать, что зона неустойчивого контакта у набегающего края составляет 5...15% ширины щетки, зона относительно устойчивого контакта 40...60%, остальную часть ширины щетки составляет область неустойчивого контакта у сбегающего края.

Если время кажущегося замыкания щеткой смежных коллекторных пластин обозначить T , время прохождения зоны неустойчивого контакта у набегающего края $k_n T = (0,05...0,15)T$, а время прохождения зоны неустойчивого контакта у сбегающего края $k_c T = (0,25...0,5)T$, то, учитывая реальные условия, следует стремиться к такой форме кривой коммутации тока, которая изображена на рис. 4 (кривая 1). Разница между рекомендуемой кривой и предлагавшейся в свое время S-образной кривой (кривая 2, рис. 4) заключается в том, что первая предусматривает

образование в начальной и конечной фазах коммутации определенных ступеней нулевого, а практически малого тока в набегающей и сбегающей коллекторных пластинах, в то время как S-образная кривая была рекомендована, исходя из классического допущения равенства времени коммутации и кажущегося короткого замыкания секции, и обеспечивала образование лишь двух точек, в которых $\frac{di}{dt} = 0$.

Характер изменения коммутируемого тока в зоне относительно устойчивого контакта не играет большой роли, целесообразно лишь не слишком отклоняться от прямолинейного закона, дающего равномерное распределение плотностей тока в рабочей зоне переходного контакта. Естественно, что магнитное поле в коммутационной зоне должно быть распределено именно так, чтобы получить указанную форму кривой изменения тока.

Для реверсивных машин следует рекомендовать форму кривой изменения тока, приведенную на рис. 4 (кривая 1), но с симметрично расположенными ступенями малого тока.

Легко понять, что только при рекомендуемой форме кривой изменения тока будет радикально уменьшена вероятность искрообразования при прохождении зон неустойчивого контакта и нейтрализована известная неопределенность самого момента размыкания секции, если коэффициенты k_n и k_c выбраны с достаточным запасом.

Применение при коммутации тока в коллекторных машинах ступени малого тока было рекомендовано автором еще в 1938 г. [Л. 7]. В 1941 г. Ф. Коппельман [Л. 8] предложил использовать ступень малого тока для улучшения коммутации тока в механических выпрямителях большой мощности с насыщенными дросселями, что исключало возможность обгорания контактов из-за некоторой неустойчивости фиксирования момента их размыкания.

В коллекторных машинах эта неустойчивость момента размыкания коммутируемого контура выражена гораздо больше, чем в механическом выпрямителе, и поэтому применение принципа образования ступеней малого тока здесь вполне уместно и, как показали исследования автора, часто осуществляется произвольно в процессе практического налаживания коммутации.

Если не позаботиться о создании электромагнитных условий для образования ступеней малого тока, то неизбежно возникнут обрывы тока в зонах неустойчивого контакта с соответствующим износом щеток и коллектора.

Здесь уместно сказать о взгляде М. Ф. Карасева на форму кривой коммутации тока, изложенном в ряде его работ [Л. 1 и 9].

На основании исследования коммутации на модели и отчасти на машинах малой мощности с относительно большим активным сопротивлением обмотки якоря М. Ф. Карасев пришел к выводу, что: «...коммутацию секции машин постоянного тока следует рассматривать не как непрерывный процесс с изменениями только количественного порядка, а как два

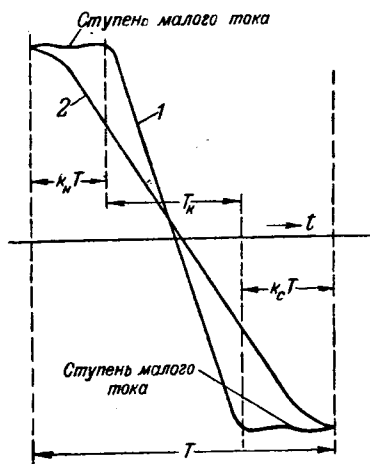


Рис. 4. Кривые изменения коммутируемого тока.

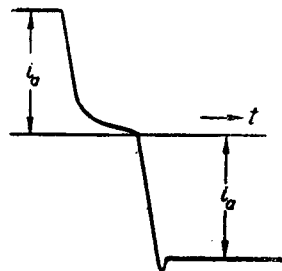


Рис. 5. Кривая коммутации тока (по М. Ф. Карасеву).

разграниченных процесса, происходящих при замыкании и размыкании коммутируемых секций» [Л. 1, стр. 41]. Эти два процесса разделены по М. Ф. Карасеву промежутком времени, в течение которого ток в секции не изменяется или изменяется весьма мало (рис. 5). Наличие и положение на кривой коммутации этой ступени придается решающее значение, причем при отсутствии ступени считается невозможным получение удовлетворительной коммутации.

Необходимо выяснить реальную физическую природу образования отмеченной ступени на кривой коммутации и ее роль.

Рассматривая вопрос с точки зрения естественных законов электродинамики, можно заключить, что в промежутке времени, соответствующий образованию этой ступени в контуре секции, электрическое равновесие устанавливается при токе ступени.

Утверждать, что при этом происходят какие-то особые изменения в переходном слое, не приходится, так как автор неоднократно производил, глядя на экран катодного осциллоскопа, весьма плавные перемещения ступени по кривой тока вверх и вниз при плавных же изменениях коммутационных условий в экспериментальной машине. При этом амплитудный вольтметр не регистрировал пиков э. д. с. такой величины, которая позволяла бы думать о возможности импульсной ионизации. Такую деформацию кривой коммутации, которую можно назвать «ступенью электрического равновесия», всегда можно наблюдать при хорошо пришлифованных щетках и удовлетворительных условиях их скольжения, когда коммутирующая э. д. с. e_k наводимая в секции внешним полем, недостаточна. В этом случае коммутация завершается за счет появления вынуждающей разности потенциалов $\Delta U_c - \Delta U_n$ в контуре секции, что сопровождается неизбежным увеличением плотности тока в сбегавшем крае щетки и переходного падения напряжения в нем при дальнейшем вращении коллектора, пройдя ступень равновесия.

Чем меньше зависит переходное падение напряжения от плотности тока, тем большее повышение ее в сбегавшем крае требуется для образования коммутирующей разности потенциалов $\Delta U_c - \Delta U_n$ и тем более резко завершается коммутация.

Отсюда следует, что ступень равновесия где-то в промежуточной фазе коммутации есть не что иное, как вредная затяжка ее. Совсем другое дело, когда преднамеренно рассчитывают электромагнитные условия так, чтобы «опустить» ступень равновесия в самую нижнюю часть кривой коммутации, превращая ее в ступень малого тока и исключая тем самым обрывы тока и искрообразование в зоне явно неустойчивого контакта у сбегавшего края щетки.

Неудивительно, что когда М. Ф. Карасев обратился к экспериментам на реальных машинах, он сам убедился в том, что при образовании ступени малого тока [Л. 1, стр. 88, 91 и фиг. 7-8 и 7-9] создаются весьма благоприятные условия. Это не исключает того, что и при не-

большом «подъеме» или «опускании» ступени равновесия получаются еще удовлетворительные условия в пределах возможности безискрового размыкания тока, характеризующей данную марку щеток. Однако при расчете, в особенности крупных машин, целесообразно не рассчитывать на некоторую способность щеток к безискровому размыканию тока, а стараться обеспечить его за счет образования ступени малого тока. В этом случае можно получить некоторый запас коммутирующей способности, который покроет неизбежную неточность расчета, а также сделает машину менее чувствительной к перегрузкам в отношении искрообразования.

С методической точки зрения неправильно возводить, как это делает М. Ф. Карасев, в ранг типичных и даже обязательных для безискровой работы кривые коммутации, полученные при условиях, весьма далеких от действительных, а именно при относительно больших активных сопротивлениях секций и недостаточных значениях или полном отсутствии коммутирующей э. д. с. Более правильным будет постановка вопроса о разработке и обеспечении наиболее рациональной формы коммутационного процесса, исходя из реальных особенностей скользящего контакта.

Электрические свойства переходного контакта. Многочисленные опыты автора, а также рассмотрение экспериментальных материалов других исследователей позволяют утверждать, что падение напряжения в переходном слое является наиболее удобным показателем электрических свойств щеток, что вполне понятно, если учесть большую роль ионных процессов в переходной проводимости. Действительно, было бы очень неудобно характеризовать, например, свойства электрической дуги ее сопротивлением, которое само зависит от тока, и, наоборот, очень удобно принять в качестве характеристики падение напряжения в дуге, которое почти не изменяется в рабочем диапазоне изменения тока.

При применении угольно-графитовых и электрографитированных щеток не будет большой ошибки принять неизменной в пределах каждой марки величину переходного падения напряжения ($\Delta U = \text{const}$), т. е. не зависящей от плотности тока при электромагнитном расчете времени собственно коммутации T_k .

Например, приведенные на рис. 1 осциллограммы показывают, что в пределах почти всего времени собственно коммутации $\Delta U = \text{const}$, причем именно в динамическом режиме.

Учитывая, что время T_k должно быть задомо меньше времени прохождения зоны устойчивого контакта между коллектором и щетками, причем с достаточным запасом, следует воспользоваться возможностью сильного упрощения расчета за счет допущения $\Delta U = \text{const}$.

Отсюда совсем не следует, что это допущение равносильно игнорированию влияния свойств щеток на процесс коммутации, как это полагает М. Ф. Карасев [Л. 1]. Свойства щеток весьма сильно проявляются в смысле обеспе-

чения безискрового прохождения зон неустойчивого контакта у их краев.

Допущение $\Delta U = \text{const}$ с ограниченной целью расчета времени собственно коммутации T_{κ} приводит, однако, к независимости этого времени как от марки щеток, так и от скорости вращения якоря, поскольку при $\Delta U = \text{const}$ падения под набегающим и сбегаящим краями щетки (ΔU_{κ} и ΔU_c) взаимно компенсируются в контуре секции и ее следует рассматривать в пределах времени T_{κ} как короткозамкнутую.

Для проверки этого положения был поставлен специальный эксперимент на модели [Л. 7], который подтвердил, что при осуществлении наивыгоднейших условий коммутации со ступенью малого тока в конце ее, время собственно коммутации почти не зависит от скорости вращения коллектора и определяется параметрами контура. Влияние марки щетки на величину времени собственно коммутации при обязательном осуществлении наивыгоднейших условий может быть замечено лишь в машинах с весьма малыми значениями коммутирующей э. д. с., когда разность $\Delta U_c - \Delta U_{\kappa}$, посредством которой щетки могут влиять на скорость коммутации, соизмеримас e_{κ} . Специфическое влияние свойств щеток на коммутацию проявляется не столько во влиянии на скорость переключения тока, сколько в обеспечении безискрового прохождения зон неустойчивого контакта.

Следует остановиться на рекомендации М. Ф. Карасева, ссылающегося на опыты И. С. Елохина [Л. 1], принять допущение постоянства и равенства переходных сопротивлений набегающего r_{κ} и сбегаящего r_c краев щетки для составления уравнения коммутации тока ($r_{\kappa} = r_c = \text{const}$).

Легко убедиться, что вид уравнения И. С. Елохина совершенно тождествен виду уравнения автора, выведенному [Л. 7], исходя из допущения $\Delta U = \text{const}$.

Уравнение автора:

$$i = \frac{e_{\kappa}}{\Sigma r} (1 - e^{-\frac{\Sigma r}{L} t}) - i_a e^{-\frac{\Sigma r}{L} t}; \quad (3)$$

уравнение И. С. Елохина:

$$i = i_a e^{-\frac{\Sigma r}{L} t} \pm \frac{e_{\kappa}}{\Sigma r} (1 - e^{-\frac{\Sigma r}{L} t}). \quad (4)$$

Разница состоит в том, что автором в уравнении (3) сопротивление переходного контакта не вводится в суммарное активное сопротивление коммутируемого контура Σr , а в уравнении И. С. Елохина вводится условно, полагая $r_{\kappa} = r_c = \text{const}$.

Что же все-таки ближе к истине: допущение $r_{\kappa} = r_c = \text{const}$ или $\Delta U = \text{const}$? Для этого нужно обратиться к экспериментальным материалам, хотя бы к осциллограммам рис. 1, поскольку они общеизвестны, типичны и не про-

тиворечат современным материалам. Рассмотрение их показывает, что допущение $\Delta U = \text{const}$ гораздо ближе к истине.

Так как по И. С. Елохину для каждой нагрузки нужно брать свое значение переходного сопротивления, уменьшающегося с ее ростом, то целесообразнее просто принять $\Delta U = \text{const}$, тем более, что это приближенное допущение имеет все же более солидное физическое обоснование, чем положение $r_{\kappa} = r_c = \text{const}$.

Совпадение в некоторых условиях данных опыта и расчета по И. С. Елохину неудивительно, так как для каждой нагрузки в уравнение подставляется величина переходного сопротивления, найденная из опыта, а функциональный вид этого уравнения совершенно тождествен уравнению, в основе которого лежит допущение $\Delta U = \text{const}$.

Выводы. 1. Реальные свойства скользящего переходного контакта заставляют стремиться к обеспечению коммутационного процесса такой формы, при которой время собственно коммутации значительно меньше периода видимого короткого замыкания, а в начале и в конце его осуществляются ступени малого тока в набегающей и сбегаящей коллекторных пластинах.

2. Для расчета времени собственно коммутации удобно принять положение постоянства переходного падения напряжения, что не слишком расходится с данными практики и гораздо ближе к ним, чем допущение постоянства переходного сопротивления.

3. Коммутирующие свойства щеток проявляются в большей или меньшей способности обеспечения безискрового прохождения зон неустойчивого контакта у краев щеток. Эти свойства тем лучше, чем большее падение напряжения способна удерживать щетка при незначительной плотности тока в переходном слое и чем меньше эта способность теряется при нагревании коллектора.

Литература

1. М. Ф. Карасев. Коммутация машин постоянного тока. Госэнергоиздат, 1955.
2. М. Ф. Карасев. Настройка коммутации электрических машин. Электричество, № 3, 1950.
3. О. Г. Вегнер. Физическая природа и теория коммутации в машинах постоянного тока. Технический отчет Ленинградского индустриального института, № 14059, 1939.
4. О. Г. Вегнер. Объективное определение качества коммутации в коллекторных машинах. Технический отчет Ленинградского индустриального института, № 4548-1, 1939.
5. О. Г. Вегнер и В. Г. Вегнер. Электрические характеристики угольных щеток. Технический отчет Ленинградского индустриального института, № 4548-11, 1940.
6. Э. Арнольд и Ла-Кур. Машины постоянного тока. Гостехиздат, 1931.
7. О. Г. Вегнер. О некоторых вопросах коммутации тока при помощи коллектора и щеток. Труды Ленинградского индустриального института, № 7, 1938.
8. F. Correlman. Контактный выпрямитель. ETZ, № 1, 1941.
9. М. Ф. Карасев. К вопросу о расчете коммутации машин постоянного тока. Электричество, № 7, 1949.

[6.9. 1955]



О реактивном эффекте короны переменного тока

Кандидат техн. наук В. И. ЛЕВИТОВ и член-корр. Академии наук СССР В. И. ПОПКОВ

Энергетический институт АН СССР им. Кржижановского

Явление короны на проводах линий электропередачи переменного тока обычно в первую очередь связывают с потерями активной мощности и энергии на корону. Однако появление короны на проводах сопровождается не только активными потерями, но и повышенным потреблением линией реактивной (зарядной) мощности или, что равнозначно, увеличением емкости линии.

Факт повышения зарядной мощности линии при наличии короны еще в 1921 г. отметил Пик [Л. 1] по увеличению реактивного тока для трехфазной опытной линии по сравнению с расчетным током ее геометрической емкости. Однако этому явлению в то время не было придано серьезного значения и оно не подвергалось сколько-нибудь подробному исследованию. В более поздней работе Гарднера за 1925 г. [Л. 2] подробно рассматривался вопрос о составляющих тока короны. Но несмотря на правильный подход к анализу вопроса, был сделан неверный, на наш взгляд, вывод как о происхождении емкостного эффекта короны, так и о его возможном влиянии на перенапряжения в холостых линиях.

В дальнейшем, особенно в последние 10—12 лет, в связи с внедрением измерений потерь мощности на корону мостом Шеринга [Л. 3 и 4] был накоплен некоторый экспериментальный материал по увеличению емкости линий при наличии короны. Но и при этих исследованиях этому явлению также не придавали существенного практического значения. Только в последние годы в связи с проектированием и строительством в СССР дальних линий электропередачи 400 кВ было обращено серьезное внимание на факт увеличения емкости за счет короны [Л. 5], поскольку от соотношения приращения емкости и активных потерь на корону могут зависеть величины перенапряжений резонансного характера в холостых длинных линиях.

Повышенное потребление реактивной мощности (увеличение емкости) коронирующей линией вызывается некоторыми особенностями протекания процесса короны переменного тока. Рассмотрим эти особенности (в общих чертах, не вдаваясь в детали), исходя из кривой тока коронирующего провода, служащего одним из электродов цилиндрического конденсатора при внезапном приложении к нему синусоидального напряжения частоты 50 Гц с амплитудой, превышающей начальное напряжение короны¹ U_0 .

Осциллограмма тока $i(t)$ и напряжения $u(t)$ для этого случая приведена на рис. 1. На осциллограмме пунктиром показан также ток смещения $i_c(t)$, подсчитанный по геометрической емкости цилиндрического конденсатора. В момент

времени, соответствующий мгновенному значению напряжения, равному критическому напряжению U_0 (точка 1, рис. 1), на центральном электроде вспыхивает корона. Этому моменту соответствует резкое увеличение тока по сравнению с расчетным током смещения. После вспышки короны в достаточно узкой области вблизи поверхности провода (зона ионизации) протекает процесс ионизации, в результате которого создается и поступает во внешнюю зону (относительно зоны ионизации) объемный заряд, знак которого совпадает со знаком напряжения данного полупериода. Во внешней зоне этот заряд под действием сил электрического поля движется, удаляясь от провода². Заряд же противоположного знака, который также создается в процессе ионизации, уходит на провод. Ионизация и поступление все новых и новых долей объемного заряда во внешнюю зону продолжается вплоть до момента угасания, который приблизительно соответствует нулевому значению тока (точка 2, рис. 1).

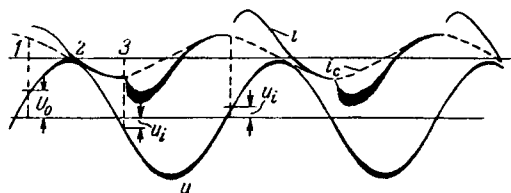


Рис. 1. Осциллограмма тока коронирующего провода при внезапном включении напряжения.

По основному свойству коронного разряда на всем интервале времени горения короны в данный полупериод (отрезок оси времени 1—2) напряженность электрического поля у поверхности коронирующего электрода E_0 , а следовательно, и его заряд q_0 сохраняются практически неизменными. Это обстоятельство ($q_0 = \text{const}$) является, как мы сейчас покажем, причиной увеличения тока во время горения короны по сравнению с расчетным током смещения.

В рассматриваемом нами цилиндрическом поле для любого момента времени справедливы соотношения:

$$\int_{r_0}^R E(r) dr = u(t); \quad (1)$$

$$E(r) = \frac{q(r)}{2\pi\epsilon_0 r}, \quad (2)$$

где $u(t)$ — мгновенное значение приложенного напряжения;

$E(r)$ — напряженность электрического поля;

$q(r)$ — заряд, заключенный внутри цилиндра радиуса r и высотой 1 см;

r_0 и R — радиусы внутреннего и наружного электродов цилиндрического конденсатора.

¹ Начальное напряжение короны — напряжение, которое отделяет область отсутствия короны в системе электродов данной геометрической конфигурации и при данных атмосферных условиях от области устойчивого существования короны.

² Картина движения объемного заряда в первый полупериод дана в [Л. 6].

Заряд $q(r)$ можно представить как

$$q(r) = q_{np} + q_{об}(r), \quad (3)$$

где q_{np} — заряд провода, равный во время горения короны q_0 ;

$q_{об}(r)$ — распределенный в пространстве объемный заряд.

С учетом (2) и (3) выражение (1) приобретает вид:

$$\frac{1}{2\pi\epsilon_0} \int_{r_0}^R \frac{q_{np}}{r} dr + \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \int_{r_0}^R \frac{q_{об}(r)}{r} dr = u(t)$$

$$\text{или (при } q_{np} = q_0 \text{ и } \frac{q_0}{2\pi\epsilon_0} \int_{r_0}^R \frac{dr}{r} = U_0)$$

$$\frac{1}{2\pi\epsilon_0} \int_{r_0}^R \frac{q_{об}(r)}{r} dr = u(t) - U_0 = \Delta u(t), \quad (4)$$

где $\Delta u(t)$ — доля потенциала, обусловленная объемным зарядом.

Заряд $q_{об}(r)$ распределен в пространстве и отдельные его части находятся на некотором удалении от провода, поэтому для компенсации одного и того же значения $\Delta u(t)$ от источника в рассматриваемую нами коронирующую систему должен поступить количественно больший заряд по сравнению со случаем, когда заряд сосредоточен на поверхности провода.

Для пояснения рассмотрим элементарный слой объемного заряда Δq толщины Δr , положение которого относительно центральной оси системы характеризуется радиусом $r_{с.л.}$. Если пренебречь толщиной слоя Δr , то доля потенциала, обусловленная его зарядом Δq :

$$\Delta u_{с.л.} = \frac{\Delta q}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{R}{r_{с.л.}}. \quad (5)$$

Так как всегда $r_{с.л.} > r_0$, а $\ln \frac{R}{r_{с.л.}} < \ln \frac{R}{r_0}$, то становится очевидным высказанное выше положение о повышенном потреблении заряда коронирующей системой. Таким образом, необходимость компенсации разности потенциалов сверх критического значения только за счет создаваемого в процессе короны объемного заряда приводит к увеличению количества заряда и скорости его поступления от источника в коронирующую систему. Следствием этого и является отмеченное выше увеличение тока.

В соответствии с (5) доля потенциала, обусловленная зарядом каждого элементарного слоя, по мере удаления слоя от центрального электрода все время уменьшается. Уменьшение Δu происходит вначале быстро, а затем все более и более медленно. Это вызвано, во-первых, более высокой скоростью движения объемного заряда вблизи провода вследствие более высоких значений напряженности электрического поля в этой зоне, а во-вторых, тем, что изменение $r_{с.л.}$ на одинаковую величину $\Delta r_{с.л.}$ при малых $r_{с.л.}$ оказывает значительно большее влияние на Δu , чем при боль-

ших значениях $r_{с.л.}$. Практически оказывается, что доля потенциала, обусловленная достаточно удаленными от провода слоями заряда, остается при их движения неизменной (меняется очень мало). С течением времени все большее и большее количество элементарных слоев заряда оказывается на достаточном удалении от провода и создается мало изменяющаяся во времени доля потенциала $\Delta u(q_{об})$, обусловленная этими слоями. Между тем при приближении напряжения к амплитуде скорость его нарастания уменьшается, что приводит к уменьшению количества объемного заряда, образующегося в эти моменты времени, уменьшению тока и уменьшению влияния этих долей заряда на $\Delta u(q_{об})$. После прохождения напряжения через максимум величина $u(t) = \Delta u(t) + U_{np}$ начинает уменьшаться, что приводит при практической неизменности $\Delta u(q_{об})$ к необходимости уменьшения заряда провода для выполнения условия (1) и к угасанию короны в данный полупериод. Иными словами, созданный в процессе коронирования объемный заряд как бы преждевременно (относительно напряжения) запирает заряд.

В силу указанных причин вплеск тока (по сравнению с расчетным током смещения), вызванный короной, даже в первый полупериод после включения напряжения оказывается расположенным несимметрично относительно кривой напряжения и сдвинут в сторону опережения. Это обстоятельство указывает на то, что в токе коронирующей системы наряду с активной составляющей, вызванной перемещением объемного заряда, должна содержаться и дополнительная реактивная (емкостная) составляющая.

Объемный заряд, созданный за первый полупериод, после угасания короны остается в пространстве и способствует снижению заряда провода, а следовательно, и напряженности у его поверхности по сравнению со значением заряда, подсчитанным по напряжению и геометрической емкости. В силу этого вспышка короны в следующий полупериод происходит уже не при мгновенном значении напряжения, равном U_0 , а при меньшем: u_i (точка 3, рис. 1). Таким образом, сдвиг повышенных значений тока в сторону опережения напряжения во второй полупериод еще увеличивается.

Уменьшение мгновенного значения напряжения, соответствующего моменту вспышки короны в данный полупериод, для процесса стационарной короны, который достигается уже в третий полупериод, отображается характеристикой зажигания — зависимостью мгновенного значения напряжения вспышки короны в каждый полупериод u_i от амплитуды синусоидального напряжения $U_{макс}$. Как для одиночных, так и для расщепленных проводов (рис. 2) характеристика зажигания оказывается близкой к линейной, определяемой формулой Пика:

$$u_i = 2U_0 - U_{макс}. \quad (6)$$

Механизм движения объемного заряда во второй и последующие полупериоды после включения напряжения осложняется наличием в пространстве зарядов обоих знаков и протеканием еще одного элементарного процесса — процесса рекомбинации ионов. Мы не будем вдаваться здесь в подробности протекания механизма стационарной короны переменного тока. Укажем только, что действие объемного заряда, более сложное в деталях, в целом приводит к тем же следствиям, что и действие заряда первого полупериода, а именно — к более раннему угасанию короны в данный полупериод (по сравнению с U_0) и более раннему ее зажиганию в следующий полупериод. Таким образом, особенности механизма короны переменного тока приводят к несимметричному относительно кривой напряжения изменению тока, что и обуславливает реактивный эффект короны.

Реактивное действие короны можно охарактеризовать либо зависимостью зарядной мощности от напряжения, либо зависимостью дополнительной емкости, обусловленной короной, от напряжения. Обе эти зависимости могут быть получены путем непосредственных измерений ваттметровым или мостовым методом или из вольтамперных или вольткулоновых характеристик коронирующей линии. Во втором случае характеристика реактивного эффекта короны получается путем определения (из соответствующих осциллограмм) амплитуды первой гармоники тока или заряда и ее фазового сдвига относительно кривой напряжения. Одновременно могут быть определены и высшие гармоники тока или заряда, чего не позволяет сделать ни ваттметровый, ни мостовой метод измерений. Знание же высших гармоник тока может оказаться полезным как при построении модели короны, так и при расчетах перенапряжений в длинных линиях с учетом короны.

Как для целей расчета, так и для целей моделирования (поскольку модели короны обычно выполняются в виде дополнительного элемента к геометрической емкости линии) удобнее определять гармонический состав не полного, а «ком-

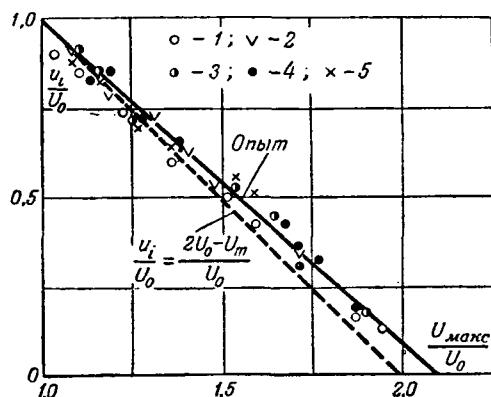


Рис. 2. Характеристика зажигания короны на одиночных и расщепленных проводах.

1—провод АС-280; 2—АСО-710; 3—2×АСО-280/200;
4—2×АСО-280/400; 5—АСО-280/200.

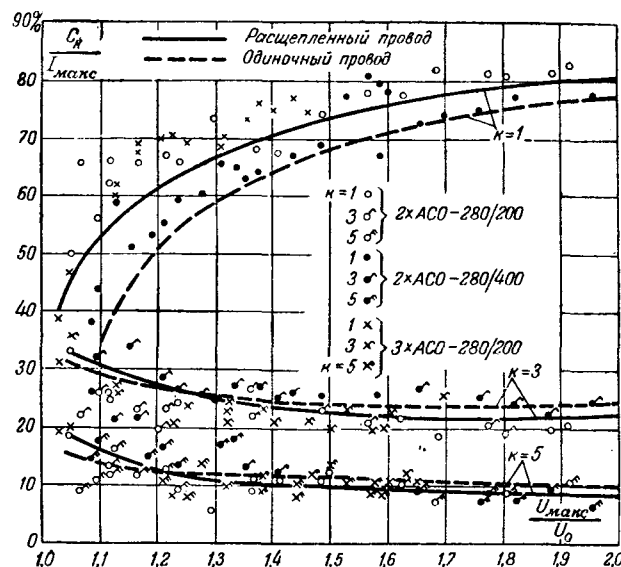


Рис. 3. Относительные амплитуды гармоник компенсированного тока.

пенсированного»³ тока коронирующей системы.

Под гармоническим составом компенсированного тока будем понимать конечный гармонический ряд вида:

$$i(t) = I_{\max} \sum_{k=1}^{k=n} C_k \sin(k\omega t + \psi_k), \quad (7)$$

где I_{\max} — амплитуда тока;

$C_k = \frac{I_k}{I_{\max}}$ — относительные амплитуды гармоник;
 ψ_k — фазные углы сдвига гармоник относительно кривой напряжения.

На рис. 3 и 4 приведены результаты гармонического анализа компенсированного тока короны, измеренного при синусоидальном напряжении промышленной частоты на расщепленных проводах⁴ 2×АСО-280/200, 2×АСО-280/400 и 3×АСО-280/200 в системе электродов провод—плоскость при расстоянии провода от плоскости 2,5 м. Данные приведены для гармоник первой, третьей и пятой, так как относительные амплитуды гармоник выше 5-й оказываются меньше 10...5%, т. е. оказываются соизмеримыми с ошибкой при обработке осциллограмм и подсчете коэффициентов разложения.

На основании экспериментальных точек на графиках рис. 3 и 4 приведены средние кривые для зависимостей относительных амплитуд гармоник тока и их углов сдвига от отно-

³ «Компенсированный» ток — ток коронирующего электрода за вычетом тока его геометрической емкости, который имел бы место при том же напряжении, но при отсутствии короны. Компенсированный ток — чисто расчетная величина, не являющаяся составляющей короны [Л. 6].

⁴ Обозначения расщепленных проводов расшифровываются следующим образом: первая цифра указывает количество составляющих провода, далее приведены марка составляющих провода и сечение ее активной части, последняя цифра дает расстояние между составляющими в миллиметрах.

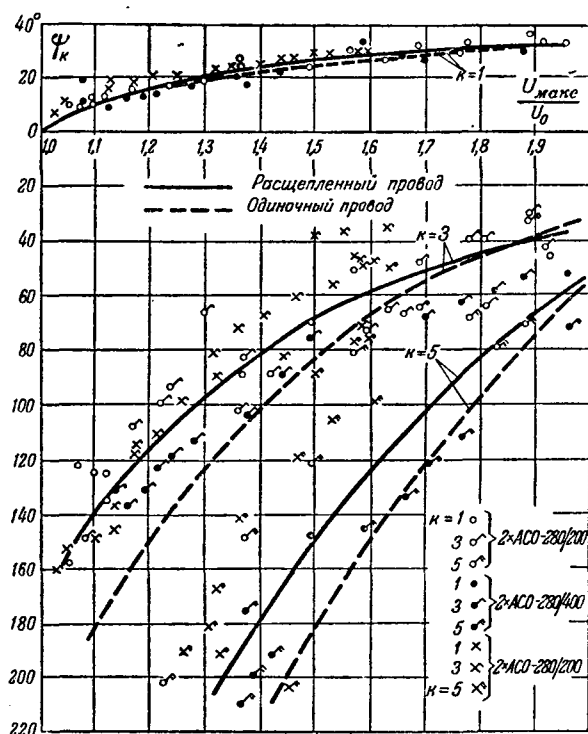


Рис. 4. Фазные углы сдвига гармоник компенсированного тока (в электрических градусах данной гармоники) относительно кривой напряжения.

сительного перенапряжения. На этих же графиках нанесены средние кривые для одиночных проводов (из измерений на проводе АСО-480 диаметром 30,2 мм в системе провод—плоскость и гладком медном проводе диаметром 1,2 мм в цилиндрическом конденсаторе). Данные для одиночных проводов диаметром 1,2 и 30,2 мм весьма хорошо согласуются между собой, что и позволило провести для них средние кривые.

Как следует из приведенных графиков, зависимости относительных амплитуд гармоник C_k от относительного перенапряжения $\frac{U_{\max}}{U_0}$ для расщепленных проводов не сильно отличаются от аналогичных зависимостей для одиночных. Некоторое отличие в значениях C_k для расщепленных и одиночных проводов наблюдается, но характер зависимостей сходен — относительная амплитуда первой гармоники с ростом перенапряжения растет, а относительная амплитуда третьей и пятой гармоник падает. Ход зависимостей при этом таков, что с ростом перенапряжения изменение C_1 , C_3 и C_5 уменьшается, т. е. величины как бы стремятся к определенному пределу. Таким пределом для относительной амплитуды первой гармоники можно считать 0,8...0,85, для третьей гармоники — порядка 0,2, а для пятой гармоники — порядка 0,1...0,075.

Существенное превышение относительной амплитуды первой гармоники по сравнению со значениями относительных амплитуд высших гармоник при достаточно больших относительных перенапряжениях показывает, что с ростом

перенапряжения компенсированный ток, а следовательно (в значительно большей мере), и полный ток коронирующей системы стремятся к синусоидальной форме. Это обстоятельство может позволить в ряде случаев при расчетах перенапряжений в длинных линиях с учетом короны принимать во внимание только первую гармонику.

Обращаясь к графику фазных углов (рис. 4), прежде всего следует отметить весьма хорошее совпадение данных расщепленных и одиночных проводов для зависимости фазы первой гармоники ψ_1 от относительного перенапряжения. Некоторое (весьма небольшое) расхождение величин имеет место для ψ_3 и ψ_5 . Однако ход зависимостей $\psi_3 = f\left(\frac{U_{\max}}{U_0}\right)$ и $\psi_5 = f\left(\frac{U_{\max}}{U_0}\right)$ как для расщепленных, так и для одиночных проводов совершенно аналогичен.

Зависимости фазных углов сдвигов от относительного перенапряжения характеризуются, по крайней мере для первой и третьей гармоники, тем, что с ростом перенапряжения изменение углов все больше и больше уменьшается, иначе говоря, так же как и относительные амплитуды, углы стремятся к определенному пределу. Для фазного угла первой гармоники таким пределом является 30° в сторону опережения, а для угла третьей гармоники 30° в сторону отставания.

Хорошее согласие гармонического состава компенсированного тока для достаточно широкого диапазона проводов — от тонкого гладкого провода диаметром 1,2 мм в цилиндрическом конденсаторе до расщепленного на три с составляющими из витого сталь-алюминиевого провода АСО-280 диаметром 22,7 мм в системе электродов провод—плоскость показывает, что эта характеристика короны является в известной степени инвариантной относительно диаметра провода, вида его поверхности (гладкий или витой) и системы электродов. Поэтому при расчетах перенапряжений с учетом короны, которые в силу своей математической сложности носят приближенный характер, приведенные данные о гармоническом составе тока короны могут быть непосредственно использованы для условий линий электропередачи. Эти данные могут быть также использованы при разработке и построении моделей короны в качестве исходных характеристик.

Данные о гармоническом составе компенсированного тока приведены нами в относительных величинах и непосредственно не дают возможности получить абсолютные значения, характеризующие процесс короны. При желании получить эти значения необходимо иметь какую-либо одну количественную характеристику короны. Это может быть либо зависимость амплитуды полного или компенсированного тока коронирующей системы от напряжения, либо характеристика потерь мощности на корону $P = f(U)$.

Наиболее обширный экспериментальный материал накоплен по потерям на корону. Поэтому именно характеристику потерь мощности на корону и следует использовать для количественного определения других интересующих нас величин. По кривой потерь легко находится проводимость эквивалентной схемы замещения короны [Л. 5]; для первой гармоники

$$g = \frac{2P}{U_{\text{макс}}^2} \quad (8)$$

Тангенс фазного угла сдвига первой гармоники компенсированного тока

$$\operatorname{tg} \psi_1 = \frac{\omega \Delta C}{g}$$

и приращение емкости

$$\Delta C = \frac{2P}{\omega U_{\text{макс}}^2} \operatorname{tg} \psi_1 \quad (9)$$

Таким образом, получается количественная характеристика реактивного действия короны — величина дополнительной емкости ΔC ; величина дополнительной зарядной мощности будет $\Delta \omega C U_{\text{макс}}^2$.

Далее можно определить амплитуду первой гармоники компенсированного тока:

$$I_1 = \frac{2P}{U_{\text{макс}} \cos \psi_1} = g \frac{U_{\text{макс}}}{\cos \psi_1} = g U_{\text{макс}} \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \psi_1} \quad (10)$$

По амплитуде первой гармоники легко находится амплитуда компенсированного тока:

$$I_{\text{макс}} = \frac{I_1}{C_1}, \quad (11)$$

где C_1 — относительная амплитуда первой гармоники (из рис. 3).

По $I_{\text{макс}}$ найдем и амплитуды высших гармоник тока:

$$I_3 = C_3 I_{\text{макс}}, \quad I_5 = C_5 I_{\text{макс}}, \quad (12)$$

а отсюда и амплитуды составляющих кривой компенсированного заряда:

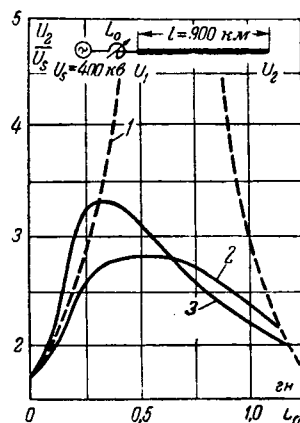
$$Q_1 = \frac{I_1}{\omega}; \quad Q_3 = \frac{I_3}{3\omega}; \quad Q_5 = \frac{I_5}{5\omega}, \quad (13)$$

по которым легко построить вольтамперную и вольткулоновую характеристику коронирующей системы.

Таким образом, при наличии характеристики потерь мощности на корону данные о гармоническом составе компенсированного тока дают возможность не только определить количественно реактивный эффект короны, но и воспроизвести более или менее точно мгновенные значения, характеризующие процесс короны.

Для иллюстрации влияния короны — активной и реактивной составляющих тока короны — на перенапряжения рассмотрим результаты расчета перенапряжений в конце холостой линии длиной $l = 900$ км (рис. 5), присоединенной к источнику через линейную индуктивность

Рис. 5. Перенапряжения в конце холостой линии U_2 в зависимости от предвключенной индуктивности L_0 при $U_s \approx 400$ кВ.
1 — без учета короны; 2 — с учетом потерь мощности на корону; 3 — с учетом потерь и увеличения емкости за счет короны.



системы и питающих линию трансформаторов L_0 . Расчет производился для линии, параметры которой соответствуют линии Куйбышев — Москва:

$$\chi = 0,293 \text{ ом/км}; \quad r_0 = 0,021 \text{ ом/км};$$

$$b_0 = 3,93 \cdot 10^{-6} \text{ л/ом} \cdot \text{км}.$$

Кривая 1 рис. 5 рассчитана с использованием уравнений длинных линий. Кривые 2 и 3 рассчитаны с использованием цепочечной схемы замещения длинной линии, состоящей из П-образных звеньев, где каждое звено соответствует участку линии длиной 100 км. Расчет производился без учета высших гармоник коронного тока, исходя из напряжения в конце линии, по которому определялись распределение напряжения и тока вдоль цепочки и напряжение и ток в начале линии. Корона учитывалась включением параллельно емкости каждого звена проводимости g (кривая 2, рис. 5) или проводимости g и дополнительной емкости ΔC (кривая 3, рис. 5), подсчитанных по формулам (8) и (9), исходя из следующей характеристики потерь⁵:

$U_{\phi}, \text{ кВ}$	330	393	436	488	535	574	606	654	676	700
$P, \text{ кВт/км}$	0	25	90	195	290	395	490	690	800	940

При неучете короны (кривая 1) зависимость перенапряжения в конце линии от предвключенной индуктивности имеет вид обычной резонансной достаточно острой кривой (точки с $\frac{U_{\text{макс}}}{U_s} > 4,4$ не помещены на графике). Максимальное значение кривой, равное 44, достигается при индуктивности $L_0 = 0,627$ гн. В соответствии с этой кривой в диапазоне индуктивностей $L_0 = 0,27 \dots 0,97$ на линии имеют место перенапряжения, превышающие принятый для изоляции 400 кВ уровень $3 \cdot U_{\phi}$.

⁵ Характеристика потерь измерена на опытном пролете Научно-исследовательского института постоянного тока МЭС СССР в условиях хорошей погоды. Параметры опытного пролета соответствуют параметрам линии Куйбышев — Москва. Данные заимствованы нами из совместной работы ЭНИН и НИИПТ.

При учете потерь на корону (кривая 2) перенапряжения значительно снижаются и кривая на всем своем протяжении оказывается лежащей ниже уровня изоляции $400 \text{ кв } 3 \cdot U_{\phi}$. В этом случае максимальное перенапряжение не превышает $2,8U_{\phi}$.

При учете как потерь на корону, так и дополнительной емкости (кривая 3) максимальное перенапряжение $\left(\frac{U_2}{U_s}\right)_{\text{макс}} = 3,3$ достигается при меньшем значении индуктивности ($L_0 = 0,32 \text{ гн}$), чем в первом и во втором случае. До точки максимума кривая 3 идет выше как кривой 2, так и кривой 1, иначе говоря, имеет место некоторое повышение перенапряжений даже по сравнению со случаем, когда корона вообще не учитывается. Сдвиг точки резонанса и связанное с этим повышение перенапряжений обусловлены реактивным действием короны (дополнительной емкостью). В области значений индуктивности $L_0 = 0,2 \dots 0,53 \text{ гн}$ перенапряжения превышают уровень изоляции $3 \cdot U_{\phi}$, что не имеет места при учете только потерь на корону.

Интересно отметить, что при $L_0 > 0,65 \text{ гн}$ кривая 3 ниже не только кривой 1, но даже несколько ниже и кривой 2, что также связано

с реактивным действием короны, способствующим более быстрому удалению системы от точки резонанса в этой области.

Рассмотренный нами пример показывает, что для получения правильного представления о возможных перенапряжениях в холостых линиях и области параметров системы (L_0 , длине линии и др.), в которой возможно возникновение опасных для изоляции перенапряжений, необходимо учитывать при расчетах не только потери мощности на корону, но и ее реактивное действие.

Литература

1. Ф. Пик. Диэлектрические явления в технике высоких напряжений. ОНТИ, Госэнергоиздат, 1934.
2. M. F. Gardner. Исследование короны по искусственной линии. AIEE, стр. 813, август 1925.
3. Н. Lärple. Новые исследования короны переменного тока. ETZ, т. 3/4, 1944.
4. O. Gerber. Влияние заземления на величину потерь на корону, диаметр провода и размеры гирлянды. ВЕС Mitteilungen, июль/август 1948.
5. Н. Б. Богданова и В. И. Попков. К вопросу об определении параметров схемы замещения коронирующей линии. Известия АН СССР, ОТН, № 3, 1951.
6. В. И. Попков. Электрическое поле при переходной униполярной короне. Известия АН СССР, ОТН, № 7, 1954.

[29. 9. 1955]



Применение магнитоэлектрических и поляризованных реле в схемах релейной защиты¹

Доктор техн. наук, проф. Г. И. АТАБЕКОВ

Москва

За последние годы в технике релейной защиты наметилась тенденция к более широкому применению реле защиты магнитоэлектрического и поляризованного типов с двухполупериодным выпрямлением. Благодаря ряду преимуществ этих реле по сравнению с реле электромагнитного и индукционного типа их применение в сочетании с полупроводниковыми выпрямителями заслуживает самого серьезного внимания.

Ниже рассмотрен принцип выполнения основных типов реле защиты с двухполупериодным выпрямлением: 1) реле направления мощности; 2) дистанционных реле; 3) дифференциальных токовых реле с процентным торможением.

Свойства самих выпрямителей в настоящей работе не рассматриваются. В принципиальных схемах, которые приводятся ниже, устройства,

служащие для компенсации нелинейности вольт-амперных характеристик полупроводниковых выпрямителей и сглаживания выпрямленных токов, не показаны.

Реле направления мощности. Если реле направления мощности выполнено в виде электромеханической конструкции, то величина и знак вращающего момента при заданных значениях \dot{U} и I определяются по формуле

$$M = kUI \cos(\varphi \pm \alpha),$$

где φ — угол фазного сдвига тока I относительно напряжения \dot{U} (угол φ положителен при отстающем токе);

α — угол внутреннего сдвига реле направления мощности ($\alpha \geq 0$);

k — коэффициент, величина которого в общем случае может зависеть от I .

Полная мощность на зажимах реле типа $UI \cos(\varphi \pm \alpha)$, достаточная для приведения реле в действие:

$$S = UI = \frac{S_0}{\cos(\varphi \pm \alpha)}, \quad (1)$$

¹ Статья составлена по материалам обзорных докладов, сделанных автором в 1955 г. на Всесоюзном совещании по техническим средствам автоматики и в секции автоматики и релейной защиты комиссии дальних электропередач Энергетического института Академии наук СССР.

где

$$S_0 = \frac{M_{\min}}{k};$$

M_{\min} — минимальный момент, необходимый для преодоления сил трения и пружины электрохимического реле.

Поскольку минимальная мощность S_0 , необходимая для действия реле направления мощности, практически весьма мала, ею при анализе работы защиты в ряде случаев можно пренебречь. Тогда характеристики реле будут иметь вид, изображенный на рис 1.

При $S_0 \approx 0$ поведение реле направления мощности всецело определяется знаком $\cos(\varphi \pm \alpha)$, который, в свою очередь, припользовании комплексной плоскостью мощностей, определяется знаком действительной части комплексного выражения $\dot{U} \dot{I} e^{\pm j\alpha}$. Разделив и умножив это выражение на I , получим:

$$\dot{U} \dot{I} e^{\pm j\alpha} = \frac{\dot{U}}{I} I^2 e^{\pm j\alpha} = Z I^2 e^{\pm j\alpha},$$

где I — модуль тока, подводимого к реле направления мощности, т. е. положительная действительная величина;

$Z = \frac{\dot{U}}{I}$ — полное сопротивление на зажимах реле направления мощности. Угол полного сопротивления Z равен φ .

Таким образом, знак $\cos(\varphi \pm \alpha)$ определяется знаком действительной части произведения комплекса полного сопротивления Z на $e^{\pm j\alpha}$, т. е. характеристики реле направления мощности могут быть представлены на комплексной плоскости сопротивлений; они не отличаются от прямолинейных характеристик, вычерченных на комплексной плоскости мощностей (рис. 1).

Вместе с тем соблюдение условия $\cos(\varphi \pm \alpha) > 0$ означает, что конец вектора полного сопротивления Z располагается в определенной области комплексной плоскости сопротивлений, ограниченной прямолинейной характеристикой реле направления мощности.

Прямолинейная характеристика реле типа $UI \cos(\varphi + \alpha)$ на комплексной плоскости сопротивлений (рис. 1, а) подчиняется уравнению

$$|Z + R' e^{-j\alpha}| = |Z - R' e^{-j\alpha}|, \quad (2)$$

где R' — произвольная действительная величина.

Это следует из того факта, что модули геометрических суммы и разности двух векторов равны только в том случае, когда векторы взаимно перпендикулярны. Иначе говоря, вектор $R' e^{-j\alpha}$, образующий с осью действительных величин угол α , перпендикулярен векторам Z полных сопротивлений на зажимах реле направления мощности в условиях равновесия.

Прямолинейная характеристика реле направления мощности типа $UI \cos(\varphi - \alpha)$ (рис. 1, б) подчиняется уравнению

$$|Z + R' e^{+j\alpha}| = |Z - R' e^{+j\alpha}|. \quad (3)$$

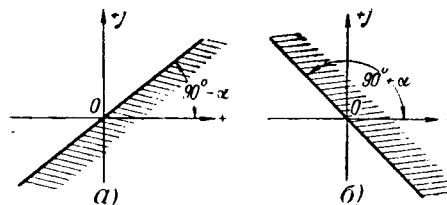


Рис. 1. Характеристики реле направления мощности при $S_0 \approx 0$.

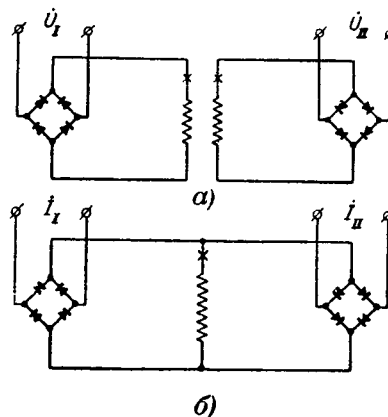


Рис. 2. Принципиальные схемы включения реле магнитоэлектрического или поляризованного типов.
а — сравнение магнитных потоков; б — сравнение токов.

Из сказанного следует, что условие действия реле направления мощности может быть записано не только в тригонометрической форме $\cos(\varphi \pm \alpha) > 0$, но и в комплексной (алгебраической) форме:

$$|Z + R' e^{\mp j\alpha}| > |Z - R' e^{\mp j\alpha}|. \quad (4)$$

Если обе части неравенства (4) умножить на ток I , то получим условие действия реле направления мощности в виде неравенства модулей напряжений:

$$|\dot{U} + R' \dot{I} e^{\mp j\alpha}| > |\dot{U} - R' \dot{I} e^{\mp j\alpha}| \quad (5)$$

или модулей токов

$$\left| \dot{I} + \frac{\dot{U}}{R'} e^{\pm j\alpha} \right| > \left| \dot{I} - \frac{\dot{U}}{R'} e^{\pm j\alpha} \right|. \quad (6)$$

Итак, при конструировании реле направления мощности магнитоэлектрического или поляризованного типа преследуется в конечном итоге цель — сравнение модулей электрических величин (напряжений или токов). Для этого применяется двухполупериодное выпрямление при помощи полупроводниковых выпрямителей. Сравнение выпрямленных величин осуществляется по схеме рис. 2.

На рис. 2, а представлен вариант схемы с магнитным сравнением, при котором две обмотки магнитоэлектрического или поляризованного реле включаются встречно, т. е. так, что их магнитные потоки вычитаются. При $U_I = U_{II}$ результирующий магнитный поток равен нулю, что соответствует условию равновесия реле,

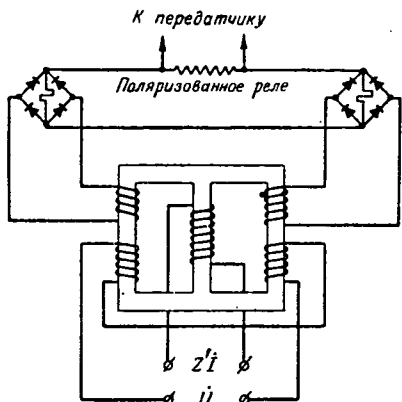


Рис. 3. Фазочувствительная схема как орган направления мощности.

При $U_1 \neq U_2$ результирующий магнитный поток направлен в сторону магнитного потока, создаваемого большей из сравниваемых величин, и реле получает момент в ту или иную сторону. Момент реле **положителен**, когда удовлетворяется неравенство (5) или (6), т. е. реле является направленным.

На рис. 2,б представлен вариант схемы с электрическим сравнением токов I_1 и I_2 . При равновесии ток в реле отсутствует и выпрямители потребляют незначительную мощность. Это особенно существенно в схемах дифференциальных защит. При неравенстве сравниваемых токов в реле появляется ток того или другого направления, который создает момент с соответствующим знаком. Чем больше токи I_1 и I_2 разнятся между собой по величине, тем большего значения достигает ток в реле и тем больше возрастает падение напряжения в реле. Начиная с определенной величины, часть тока, минуя реле, замыкается через шунтирующее реле выпрямляющее устройство. Благодаря этому предотвращается перегрев обмоток реле и сохраняется низкий уровень потребляемой мощности.

Мостиковая схема, представленная на рис. 2,б, не является единственно возможным вариантом выполнения фазочувствительной схемы. В частности, в безинерционно-направленной высокочастотной защите, разработанной в СССР, применено электрическое сравнение, основанное не на циркуляции токов, а на уравнивании напряжений (рис. 3). При этом для получения суммы $\dot{U} + Z'I$ и разности $\dot{U} - Z'I$ использован промежуточный трансформатор с четырьмя обмотками: к обмотке, наложенной на средний сердечник трансформатора, подводится напряжение, равное $Z'I$, а к обмоткам, наложенным на крайние сердечники, — напряжение \dot{U} . На зажимах вторичных обмоток, насаженных на крайние сердечники, получаются напряжения, пропорциональные сумме и разности \dot{U} и $Z'I$ [Л. 1].

Высокая чувствительность магнитоэлектрических и поляризованных реле обеспечивает

надежное действие органов направления мощности такого типа при малых величинах U и I . Так, по данным фирмы Сименс легко достигается чувствительность, характеризуемая минимально необходимым напряжением порядка 0,1 в.

Дистанционное реле. Рассмотрим дистанционные реле, характеристики которых на комплексной плоскости сохраняются неизменными при всевозможных видах повреждений. Характеристики таких реле изображаются в виде кривых (окружностей, эллипсов, гипербол) или прямых, выделяющих на комплексной плоскости сопротивлений некоторые области. Реле действует в том случае, когда конец вектора полного сопротивления, определяемого отношением подводимых к зажимам реле напряжения и тока, располагается в пределах области комплексной плоскости, ограниченной характеристикой реле. Если конец вектора полного сопротивления выходит за пределы данной характеристики, реле не действует.

Поскольку местоположение на комплексной плоскости сопротивлений конца вектора полного сопротивления на зажимах реле зависит от режима работы электропередачи, соответствующим подбором характеристики реле удастся различать короткие замыкания на линии электропередачи от других режимов ее работы.

Характеристикам дистанционных реле на комплексной плоскости соответствуют аналитические уравнения. Так, смещенной круговой характеристике общего вида (рис. 4,а) соответствует уравнение [Л. 2 и 3]

$$\left| Z - \frac{Z' + Z''}{2} \right| = \left| \frac{Z' - Z''}{2} \right|. \quad (7)$$

Здесь Z — вектор полного сопротивления, геометрическим местом конца которого служит данная круговая характеристика;

Z' и Z'' — векторы на рис. 4.

Центром круга служит конец вектора

$$\frac{Z' + Z''}{2},$$

а радиус равен:

$$\left| \frac{Z' - Z''}{2} \right|.$$

Дистанционное реле является направленным, когда область, охватываемая характеристикой реле, располагается в основном в первой четверти, причем начало координат оказывается

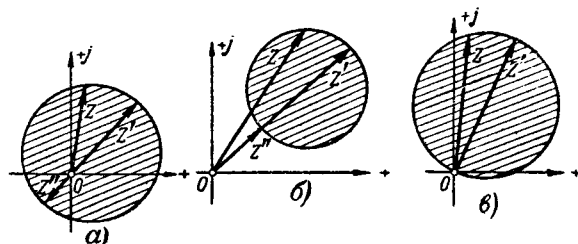


Рис. 4. Круговые характеристики дистанционных реле на комплексной плоскости сопротивлений.

расположенным либо на самой характеристике (рис. 4,а), либо вне ее (рис. 4,б). Положив в уравнении (7) $Z''=0$, применительно к характеристике рис. 4,а, получим:

$$\left| Z - \frac{Z'}{2} \right| = \left| \frac{Z'}{2} \right|. \quad (8)$$

Уравнение эллиптической характеристики направленного дистанционного реле (рис. 5) имеет следующий вид:

$$|Z - Z'| + |Z - Z''| = 2a, \quad (9)$$

где Z' , Z'' — векторы, концы которых совпадают с фокусами.

Реле с эллиптической характеристикой, показанной на рис. 5,а, предназначается для линий большой протяженности и сильно нагруженных, а также в качестве омметров или дистанционных избирателей фаз в устройствах однофазного отключения и автоматического повторного включения [Л. 4, 5 и 6].

Реле с эллиптической характеристикой, показанной на рис. 5,б, предназначается для сетей с большими активными сопротивлениями [Л. 7].

От уравнений характеристик дистанционных реле в комплексной форме легко перейти к уравнениям равновесия напряжений или токов, позволяющим сделать практические выводы в отношении возможных принципов конструктивного исполнения дистанционных реле. С этой целью уравнения (7), (8) и (9) умножаются на ток I . Получаемые при этом величины $Z'I$ и $Z''I$ представляют собой падения напряжений от тока I в заданных сопротивлениях Z' и Z'' ; $ZI = \dot{U}$.

Следует заметить, что под \dot{U} и I здесь и ниже условно подразумевается либо линейное напряжение и разность токов двух фаз (для защиты от замыканий между фазами), либо фазное напряжение и ток фазы, компенсированный составляющей нулевой последовательности (для защиты от замыканий на землю).

В соответствии со сказанным уравнения равновесия напряжений направленных дистанционных реле, имеющих круговую или эллиптическую характеристики, проходящие через начало координат, могут быть представлены в следующем виде:

$$\left| \dot{U} - \frac{Z'}{2} I \right| = \left| \frac{Z'}{2} I \right| \text{ и } |\dot{U} - Z'I| + |\dot{U} - Z''I| = 2aI.$$

Они равносильны следующим уравнениям равновесия токов:

$$\left| I - \frac{2\dot{U}}{Z'} \right| = I \text{ и } \left| \frac{Z'}{2a} I - \frac{\dot{U}}{2a} \right| + \left| \frac{Z''}{2a} I - \frac{\dot{U}}{2a} \right| = I.$$

Эти уравнения показывают, что для получения дистанционных реле с круговой и эллиптической характеристиками могут быть использованы магнитоэлектрические или поляризованные реле, включенные через выпрямительные устройства на соответствующие напряжения или токи.

В направленном дистанционном реле с круговой характеристикой магнитоэлектрическое

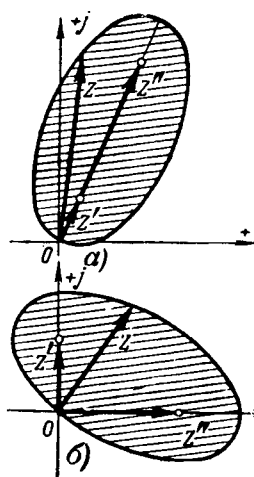


рис. 5. Эллиптические характеристики дистанционных реле на комплексной плоскости сопротивлений.

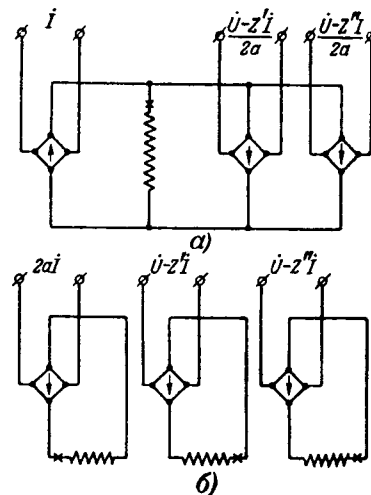


рис. 6. Принципиальные схемы дистанционных реле, имеющих эллиптические характеристики.

или поляризованное реле включается аналогично реле направления мощности (рис. 2), причем

$$I_I = I - \frac{2\dot{U}}{Z'} \text{ и } I_{II} = I.$$

Направленное дистанционное реле с эллиптической характеристикой выполняется при помощи магнитоэлектрического реле с поворотной катушкой [Л. 7] и по мостиковой схеме с циркуляцией токов (рис. 6,а) или при помощи трехобмоточного поляризованного реле [Л. 5 и 6], имеющего две тормозные и одну рабочую обмотки (рис. 6,б).

Дистанционные реле, выполненные при помощи полупроводниковых выпрямителей и магнитоэлектрических или поляризованных реле, обладают высокой чувствительностью и малым потреблением мощности.

По данным Теплоэлектропроекта при разработке дистанционного реле с эллиптической характеристикой использовалось поляризованное реле, имеющее мощность трогания порядка 0,05 мвт. Напряжение точной работы при минимальной уставке реле равнялось 3 в, а ток точной работы (0,12...0,3) $I_{ном}$. Максимальное потребление (при минимальной уставке) в цепях напряжения составляло 30 вв, а в цепях тока 25 вв на фазу.

Магнитоэлектрическое реле Метро-Виккерс, использованное в схемах релейной защиты, описанных в [Л. 8], имело мощность трогания 0,25 мвт.

По данным фирмы Сименс максимальное потребление в цепях напряжения односистемной дистанционной защиты RK4 при коротком замыкании и минимальной уставке составляет 120 вт (на три фазы). Потребление в цепях тока равно 20 вв на фазу. Чувствительность направленного омметра характеризуется минимально необходимым напряжением порядка 0,1 в.

Защита RK4 предназначена для компенсированных воздушных и кабельных сетей 10...30 кв, имеющих угол полного сопротивления φ менее

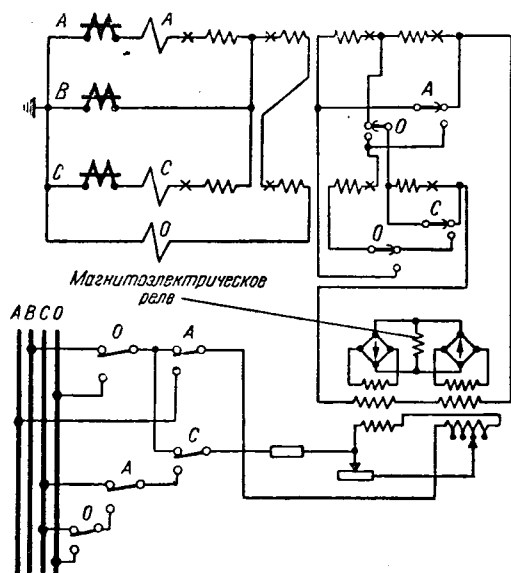


Рис. 7. Принципиальная схема односистемной дистанционной защиты компенсированных сетей.

60°. Она выполнена на переменном оперативном токе и имеет пять ступеней времени; четвертая ступень — направленная токовая (омметр используется как реле направления мощности), а пятая ступень — ненаправленная. Минимальное время действия 0,1 сек. Минимальная уставка $0,1 \cdot \cos \varphi$ ом на фазу.

На рис. 7 показана принципиальная схема цепей тока и напряжения односистемной дистанционной защиты РК4 [Л. 9]. Переключения производятся в цепях напряжения и третичного тока, причем сопротивление на зажимах омметра при всех видах коротких замыканий получается равным удвоенному сопротивлению прямой последовательности участка от места установки защиты до места короткого замыкания, если не учитывать тока нагрузки при двухфазных коротких замыканиях. Напряжения и токи, подводимые к омметру при различных видах коротких замыканий, приведены в табл. 1.

Таблица 1

Вид короткого замыкания	Действуют реле	К омметру подводятся	
		напряжение	ток
Трехфазное	A, C	\dot{U}_{AC}	$\frac{1}{2} (I_A - I_C)$
Двухфазные:	A	\dot{U}_{AB}	I_A
	C	\dot{U}_{BC}	$-I_C$
	A, C	\dot{U}_{AC}	$\frac{1}{2} (I_A - I_C)$
Двойное замыкание на землю в разных точках:	A, C	\dot{U}_{AC}	$\frac{1}{2} (I_A - I_C)$
	A	\dot{U}_A	$\frac{1}{2} (I_A + k3I_0)$
	C	$-\dot{U}_C$	$-\frac{1}{2} (I_C + k3I_0)$
	A, C	\dot{U}_A	$\frac{1}{2} (I_A + k3I_0)$

Примечание. Сопротивление на зажимах омметра $2 Z_1$, k — коэффициент токовой компенсации.

Для защиты линий электропередачи 60...300 кв изготавливаются дистанционные защиты R1Z25 и R3Z25.

Защита R1Z25 является одосистемной, с токовым пуском и пятью ступенями времени. Потребление в цепи тока составляет около 35 кв на фазу при номинальном токе. Потребление в цепи напряжения 30...120 ва в зависимости от установки. Минимальное время действия 0,08 сек., минимальная уставка омметра 0,2 ом на фазу. В схеме предусмотрено ускорение до автоматического повторного включения.

Защита R3Z25 имеет трехсистемное исполнение. Пуск защиты — токовый. Минимальное время действия 0,05 сек. Реле времени — переменного тока, промежуточные реле — на постоянном оперативном токе. Потребление в цепи тока 5 ва, в цепи постоянного тока 60...100 вт. Схема допускает трехфазное и однофазное отключения.

Защиты R1Z25 и R3Z25 могут быть дополнены дистанционным пусковым органом R3Z2, имеющим чувствительность $(0,5 \dots 1) I_{ном}$ при $U=0$ и $(1 \dots 3) I_{ном}$ при $U_{ном}$. Потребление в цепи тока 0,2 ва, в цепи напряжения 2...6 ва.

На рис. 8 показана принципиальная схема односистемной дистанционной защиты R1Z25 для сетей с большими токами замыкания на землю [Л. 9]. В цепях тока имеются активные сопротивления, падения напряжения на которых используются для работы ненаправленного дистанционного омметра (Z) и органа направления мощности (W), аналогично дистанционной защите AEG типа SD14. Действие схемы ясно из рисунка и табл. 2. В дистанционных защитах, изготавливаемых заводом ЕАВ (ИДР) также широко применяются магнитоэлектрические реле с полупроводниковыми выпрямителями [Л. 10].

Дифференциальное токовое реле с процентным торможением. Если в качестве дифференциального токового реле использовать поляризованное реле с двумя встречно-включен-

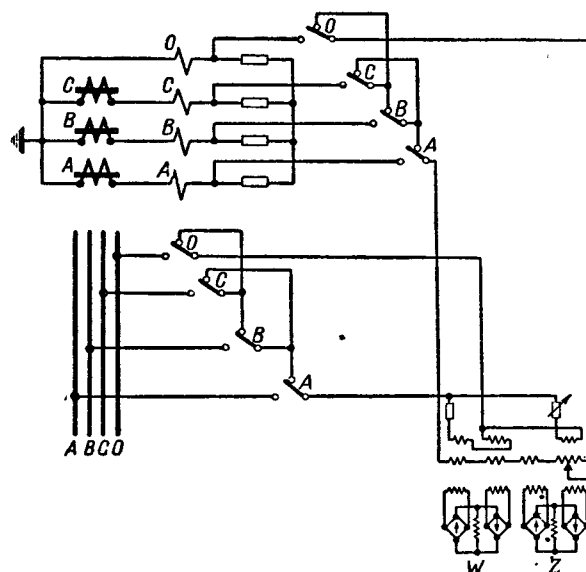


Рис. 8. Схема односистемной дистанционной защиты сетей с большими токами замыкания на землю.

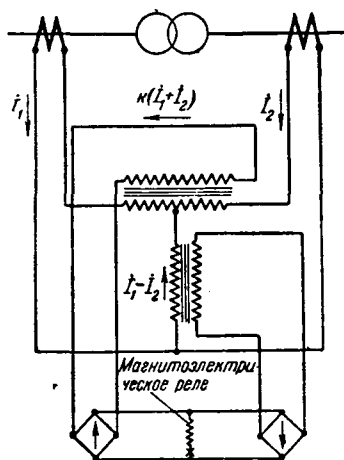


Рис. 9. Принципиальная схема дифференциальной токовой защиты трансформатора.

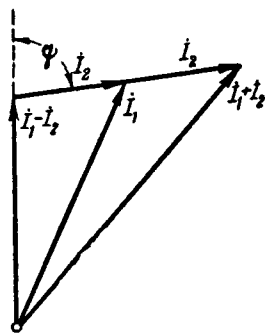


Рис. 10. Векторная диаграмма токов дифференциального токового реле.

ными обмотками (рабочей и тормозной), то уравнение равновесия моментов такого реле выразится следующим образом:

$$M_p = M_m + M_{\mu}, \quad (10)$$

где M_p и M_m — рабочий и тормозной моменты реле;

M_{μ} — механический момент, создаваемый пружиной и трением.

Обозначив числа витков рабочей и тормозной обмоток через w_p и w_m , а средние значения токов в этих обмотках через I_p и I_m , перепишем уравнение (10) следующим образом:

$$k_1 w_p I_p = k_2 w_m I_m + M_{\mu},$$

где k_1 и k_2 — коэффициенты пропорциональности.

Таблица 2

Вид короткого замыкания	Действуют реле	К омметру и органу направления подводится	
		напряжение	напряжение, пропорциональное току
Трёхфазное	A, B, C	\dot{U}_{AC}	$I_A - I_C$
Двухфазное:	A, B	\dot{U}_{AB}	$I_A - I_B$
	B, C	\dot{U}_{BC}	$I_B - I_C$
	C, A	\dot{U}_{AC}	$I_A - I_C$
Двухфазное на землю:	.	.	.
	A, B, 0	\dot{U}_A	$I_A + k_3 I_0$
	B, C, 0	\dot{U}_B	$I_B + k_3 I_0$
Однофазное:	C, A, 0	\dot{U}_A	$I_A + k_3 I_0$
	A, 0	\dot{U}_A	$I_A + k_3 I_0$
	B, 0	\dot{U}_B	$I_B + k_3 I_0$
	C, 0	\dot{U}_C	$I_C + k_3 I_0$

Механический момент может быть выражен через минимальное среднее значение тока рабочей обмотки, соответствующее нулевому значению тормозного тока:

$$M_{\mu} = k_1 w_p I_{p \text{ мин}},$$

откуда

$$k_1 w_p I_p = k_2 w_m I_m + k_1 w_p I_{p \text{ мин}}$$

или

$$I_p = I_{p \text{ мин}} + k_m I_m, \quad (11)$$

где $k_m = \frac{k_2 w_m}{k_1 w_p}$ — коэффициент торможения.

Уравнение (11) является уравнением прямой линии, тангенс угла наклона которой к оси абсцисс равен k_m .

На рис. 9 схематически показана схема дифференциальной защиты трансформатора. Рабочий ток $I_p = I_1 - I_2$, тормозной ток $I_m = k(I_1 + I_2)$, где k — коэффициент пропорциональности, регулируемый со стороны переменного или выпрямленного тока.

Условие равновесия, если не учитывать механического момента реле, записывается следующим образом:

$$k |I_1 + I_2| = |I_1 - I_2|$$

или, что то же,

$$k |2I_2 + I_p| = I_p,$$

откуда

$$k \sqrt{4I_2^2 + 4I_2 I_p \cos \psi + I_p^2} = I_p, \quad (12)$$

где ψ — угол между векторами $I_1 - I_2$ и I_2 (рис. 10).

Решение уравнения (12) относительно I_p дает:

$$I_p = \frac{2I_2 \left[\cos \psi + \sqrt{\cos^2 \psi + \frac{1}{k^2} - 1} \right]}{\frac{1}{k^2} - 1}.$$

При $\psi = 0$ и $\psi = 90^\circ$ имеем соответственно

$$I_p = \frac{2k}{1-k} I_2 \text{ и } I_p = \frac{2k}{\sqrt{1-k^2}} I_2.$$

Прямолинейные зависимости I_p и I_2 показаны на рис. 11 (сплошными линиями — при $\psi = 0$, пунктиром — при $\psi = 90^\circ$).

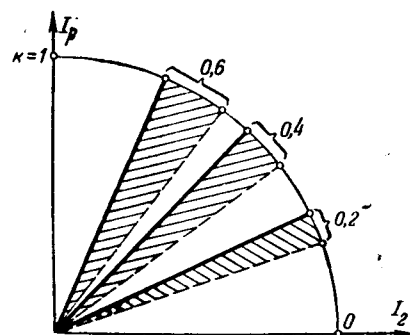


Рис. 11. Характеристики дифференциального токового реле

Если учитывать механический момент реле, создаваемый пружиной и трением, то характеристики реле получатся несколько иными. При этом механический момент может иметь как положительный, так и отрицательный знак в зависимости от направления действия пружины. При положительном знаке получается дифференциальное реле с торможением, а при отрицательном — блокирующее дифференциальное реле.

Чувствительность дифференциальной защиты может быть повышена, если характеристике $I_p = f(I_2)$ придать вид, показанный на рис. 12.

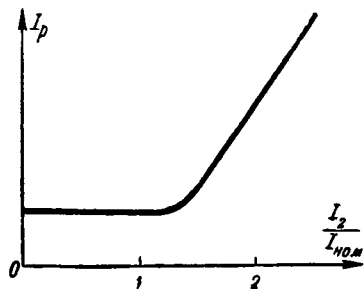


Рис. 12. Ломаная характеристика дифференциального токового реле.

При токах I_2 , меньших номинального, сердечники измерительных трансформаторов тока, к которым присоединена дифференциальная защита, не насыщены, ток небаланса невелик и, следовательно, процентного торможения не требуется. При токах же I_2 , больших номинального, ток небаланса начинает резко возрастать, поэтому возникает необходимость в торможении.

Характеристика, показанная на рис. 12, может быть получена введением в схему добавочной э. д. с. E (рис. 13). Падение напряжения в сопротивлении r_2 от тока, создаваемого отдельным источником постоянного напряжения, может быть по принципу компенсации заменено э. д. с. E , равной по величине этому падению напряжения и действующей в направлении, противоположном току. До тех пор, пока падение напряжения от выпрямленного тока $k|I_1 + I_2|$ в сопротивлении r_1 имеет величину, меньшую E , тормозной ток через реле не протекает. Только

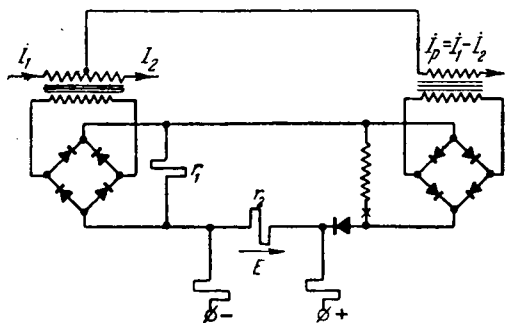


Рис. 13. Принципиальная схема дифференциального токового реле.

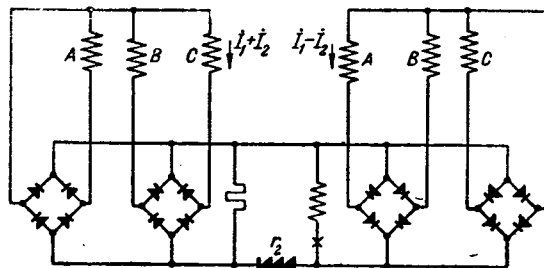


Рис. 14. Принципиальная схема трехфазной дифференциальной токовой защиты трансформатора, имеющей ломаную характеристику.

при $k|I_1 + I_2|r_1 > E$ возникает торможение, в результате чего и получается ломаная характеристика (рис. 13). Аналогичная характеристика может быть получена при помощи нелинейного сопротивления r_2 без вспомогательного источника постоянного напряжения.

В отличие от обычных дифференциальных реле, включаемых в каждую из фаз защищаемого трансформатора отдельно, дифференциальные реле с полупроводниковыми выпрямителями позволяют суммировать выпрямленные рабочие и тормозные токи отдельных фаз и защищать трехфазный трансформатор при помощи одного дифференциального реле (рис. 14).

По данным фирмы Сименс [Л. 11] добавление к вращающейся катушке магнитоэлектрического реле короткозамкнутого витка создает зависимую характеристику выдержки времени дифференциального реле, что в совокупности с известным свойством магнитоэлектрического реле — реагировать на среднее, а не на квадрат действующего значения тока², обеспечивает отстройку дифференциальной защиты от токов включения силового трансформатора.

Для ускорения действия дифференциальной защиты при больших величинах токов короткого замыкания может быть применено второе дифференциальное реле, включенное последовательно с первым и отстроенное от среднего значения тока включения силового трансформатора.

Аналогичный принцип выполнения дифференциальной защиты применим в случае многообмоточных силовых трансформаторов, параллельных линий и шин.

Мы не будем останавливаться здесь на принципе выполнения продольной токовой дифференциальной защиты НСВ и РДЛ, так как этот вопрос достаточно полно освещен в отечественной литературе [Л. 4].

Выводы. Применение в схемах релейной защиты магнитоэлектрических и поляризованных реле в сочетании с двухполупериодным выпрям-

² Дифференциальные реле электромагнитного типа в большей степени подвержены влиянию тока включения, чем магнитоэлектрические реле, так как действующее значение тока включения, на которое реагируют электромагнитные реле, более чем вдвое превышает среднее значение тока включения [Л. 11].

лением токов и напряжений позволяет: а) получить характеристики защиты как аналогичные характеристикам реле электромагнитного и индукционного типа, так и такие, получение которых другими способами затруднительно (эллиптические, гиперболические, ломаные и др.); б) обеспечить надежное действие защиты при малых величинах напряжений и токов, подводимых к реле; в) благодаря малому потреблению магнитоэлектрических и поляризованных реле упростить выполнение вспомогательных устройств (промежуточных трансформаторов, фильтров симметричных составляющих и т. д.), облегчить работу измерительных трансформаторов и вместе с этим выполнение защиты на переменном оперативном токе; г) осуществить защиту с собственным временем действия измерительного органа порядка 1—2 периодов; д) благодаря двухполупериодному выпрямлению и возможности суммировать различные выпрямленные электрические величины, облегчить выполнение однофазных пусковых и измерительных органов защиты; е) получить в ряде случаев простые и экономичные схемы релейной защиты.

К числу недостатков следует отнести влияние нелинейности вольтамперной характеристики полупроводниковых выпрямителей и гармоник в выпрямленном токе на работу защиты, что должно учитываться при разработке защиты с выпрямителями.

Возможности, которые открываются в связи с применением магнитоэлектрических и поляризованных реле в сочетании с полупроводниковыми

ми выпрямителями, еще недостаточно полно и всесторонне изучены. Необходимо углубить исследовательскую работу в этом направлении и использовать в дальнейшем положительные качества релейной защиты такого типа.

Литература

1. Я. С. Гельфанд, Ю. Г. Назаров и И. Н. Попов. Направленная высокочастотная защита линий 400 кВ с фазочувствительной схемой. Труды ЦНИЭЛ, вып. 2, 1954.
2. Г. И. Атабеков. Общие принципы выполнения дистанционных реле. Электричество, № 6, 1950.
3. Г. И. Атабеков. Дистанционный принцип защиты дальних электропередач. Академия наук Армянской ССР, 1953.
4. А. М. Федосеев. Релейная защита электрических систем. Госэнергоиздат, 1952.
5. Ю. А. Гаевенко. Дистанционная защита длинных и сильно нагруженных линий электропередачи. Электричество, № 4, 1954.
6. J. Landmark, H. Noel. Новое быстродействующее дистанционное реле. Труды международной конференции по большим электрическим сетям высокого напряжения, № 307, 1950.
7. H. Neugebauer. Магнитоэлектрические реле с полупроводниковыми выпрямителями в технике релейной защиты, ETZ, № 15, 1950.
8. C. Rydner, J. Rushton, F. M. Pearce. Реле с втягивающейся катушкой в применении к современным быстродействующим системам защиты. The Proceedings of the Institution of El. Eng., ч. II, № 75, 1953.
9. H. Neugebauer. Селективная защита. Изд. Юлиус Шпрингер, Берлин, 1955.
10. G. Stark. Современные конструкции реле. Deutsche Elektrotechnik, № 6, 1955.
11. H. Neugebauer. Принцип дифференциальной защиты Сименса. Siemens-Zeitschrift, № 5, 1952.

[2.2. 1956]



Оптимальная схема детекторного направленного реле сопротивления

Кандидат техн. наук В. Л. ФАБРИКАНТ

Теплоэлектростроитель

В отличие от реле сопротивления, выполненного без нелинейных элементов, детекторное реле сопротивления может иметь различные выражения момента при одной и той же характеристике в комплексной плоскости. Настоящая статья посвящена сравнению возможных выражений момента для детекторного направленного реле сопротивления и выбору оптимального решения, которым определяется схема выполнения реле.

Для момента детекторного направленного реле сопротивления известно следующее выражение [Л. 1]:

$$M = k' \left[\left| \frac{1}{2} I Z_y \right| - \left| \dot{U} - \frac{1}{2} I Z_y \right| \right] - M_{np}, \quad (1)$$

где I — ток;

\dot{U} — напряжение, подведенное к реле;

Z_y — сопротивление срабатывания, соответствующее углу максимальной чувствительности;

M_{np} — постоянный противодействующий момент.

В общем виде выражение для момента может быть записано следующим образом¹:

$$M = k [a |\dot{U} - bI| - b |\dot{U} - aI|] - M_{np}. \quad (2)$$

При $b = \infty$ и $k = 0$, если их произведение является конечной величиной, выражение (2) при-

¹ Сообщение о том, что детекторные направленные реле сопротивления широко применяются в Германии, было сделано Г. И. Атабековым в его докладе на заседании секции комиссии дальних передач при Энергетическом институте Академии наук СССР.

обретает вид (1) и совпадает с ним при условиях:

$$kb = k'; \quad (3)$$

$$\dot{a} = \frac{1}{2} Z_y. \quad (4)$$

Если в выражении (2) приравнять момент M нулю и пренебречь противодействующим моментом, то можно определить границу зоны действия реле:

$$\left| \frac{Z - \dot{b}}{Z - \dot{a}} \right| = \frac{b}{a}, \quad (5)$$

где

$$Z = \frac{\dot{U}}{I} = R + jX = |Z|e^{j\varphi}.$$

В комплексной плоскости сопротивлений уравнение (5) дает окружность, проходящую через начало координат и представляющую геометрическое место точек, отношение расстояний которых до двух заданных точек (\dot{b} и \dot{a}) постоянно и равно заданной величине $\frac{b}{a}$ (рис. 1).

При этом угол максимальной чувствительности и радиус окружности могут быть определены из следующих соотношений:

$$\operatorname{tg} \varphi_N = \frac{a \sin \varphi_b - b \sin \varphi_a}{a \cos \varphi_b - b \cos \varphi_a}; \quad (6)$$

$$r = \frac{z_y}{2} = \frac{ab \sqrt{a^2 + b^2 - 2ab \cos(\varphi_b - \varphi_a)}}{b^2 - a^2}, \quad (7)$$

где

$$\dot{a} = a_R + ja_X = a \cdot e^{j\varphi_a}; \quad (8)$$

$$\dot{b} = b_R + jb_X = b e^{j\varphi_b}. \quad (9)$$

Для получения одной и той же граничной характеристики точки \dot{a} и \dot{b} могут быть вы-

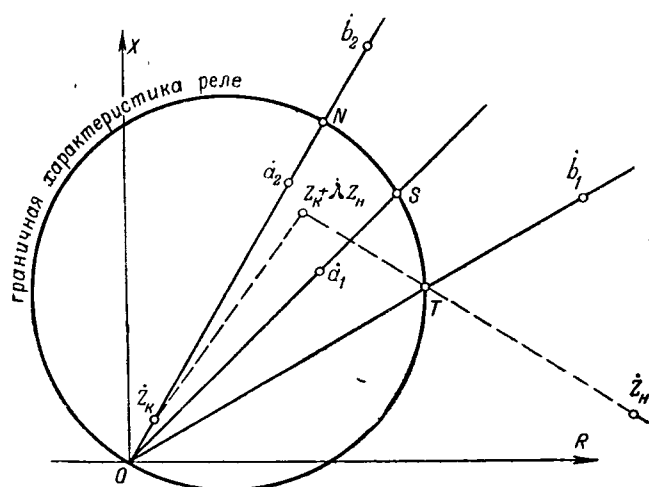


Рис. 1. Граничная характеристика направленного реле сопротивления.

\dot{a}_1, \dot{b}_1 и \dot{a}_2, \dot{b}_2 — различные положения полюсов \dot{a} и \dot{b} , при которых граничная характеристика реле имеет вид, показанный на рисунке.

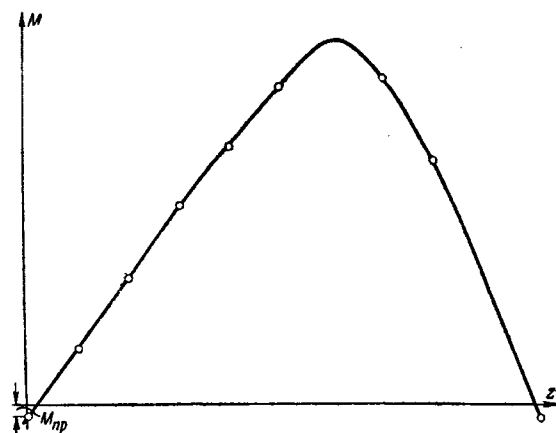


Рис. 2. Изменение момента реле вдоль прямой ON (рис. 1) при расположении полюсов a и b в точках \dot{a}_1 и \dot{b}_1 .

браны различно. Поэтому возникает вопрос об оптимальном положении точек полюсов \dot{a} и \dot{b} и соответственно об оптимальной схеме включения направленного детекторного реле сопротивления.

Следует отметить, что замена правой части уравнения (5) другой постоянной величиной, не равной $\frac{b}{a}$, приводит к тому, что окружность

не будет проходить через начало координат.

Дальнейшее рассмотрение будет проводиться для направленного реле сопротивления. Однако аналогичные выводы можно получить и для любого детекторного реле сопротивления с граничной линией в виде окружности.

Показатель качества детекторного реле сопротивления. Для четкой работы реле желательно, чтобы момент M был, по возможности, большим. Его увеличение особенно существенно в тех случаях, когда он мал, что имеет место вблизи границы зоны действия реле.

Рассмотрим зависимость момента от положения точки на прямой, соответствующей металлическому короткому замыканию на защищаемой линии (прямая ON на рис. 1). На границах зоны момент равен $-M_{np}$, а в какой-то точке прямой ON он достигает своего максимального значения. На рис. 2 показана примерная зависимость величины момента от положения точки на прямой ON . Расположенные вблизи границ зоны участки линии, на которых суммарный момент отрицателен, соответствуют области отказов реле в действии.

Область отказов вблизи начала координат может быть устранена путем введения инерционного контура [Л. 2 и 3]. При этом создается такой эффект, как будто точка на комплексной плоскости $Z = \frac{\dot{U}}{I}$ сначала перемещается мгновенно из положения Z_N в положение $Z = Z_K + \lambda Z_N$, а затем передвигается по некоторой линии в положение Z_K (пунктирная линия на рис. 1). Здесь Z_K и Z_N — сопротивления, соответствующие режимам короткого замыка-

ния и нагрузки; λ — коэффициент, зависящий от того, какая часть общего напряжения берется из инерционного контура.

Во время прохождения точки через область больших значений момента реле срабатывает.

Область отказов вблизи конца защищаемой зоны не может быть устранена, но может быть уменьшена. Чем круче нарастает момент вблизи точки N по направлению к точке O (рис. 2), тем меньше зона отказов.

Наращение момента характеризуется его производной по Z вдоль линии NO . Так как прямая NO нормальна пограничной окружности², то производная вдоль NO вблизи точки N равна градиенту момента в точке N ($\text{grad}_N M$). Следовательно, желательно, чтобы $\text{grad}_N M$ был возможно большим.

Момент, а следовательно, и скорость его нарастания можно легко увеличить путем увеличения значения k , так как M изменяется пропорционально k . Однако увеличение k приведет также к росту потребления реле P (пропорционально k^2). При этом отношения $\frac{M^2}{P}$ и $\frac{|\text{grad}_N M|^2}{P}$ остаются постоянными. Следовательно, положение точек a и b желательно выбрать так, чтобы коэффициент $A = \frac{|\text{grad}_N M|^2}{P}$ был максимальным. Этот коэффициент и может служить показателем качества направленного реле сопротивления.

Определение оптимального положения полюсов a и b . В соответствии с выражением (2) и с учетом выражений (8) и (9) величина момента при заданном значении тока может быть определена следующим образом:

$$M = kI a [V(R - b_R)^2 + (X - b_X)^2 - b V(R - a_R)^2 + (X - a_X)^2] - M_{np}. \quad (10)$$

Отсюда

$$\begin{aligned} \text{grad } M &= \frac{\partial M}{\partial R} + j \frac{\partial M}{\partial X} = \\ &= kI \left\{ \frac{a(R - b_R)}{V(R - b_R)^2 + (X - b_X)^2} - \frac{b(R - a_R)}{V(R - a_R)^2 + (X - a_X)^2} + \right. \\ &\quad \left. + j \left[\frac{a(X - b_X)}{V(R - b_R)^2 + (X - b_X)^2} - \frac{b(X - a_X)}{V(R - a_R)^2 + (X - a_X)^2} \right] \right\}, \quad (11) \end{aligned}$$

а модуль $\text{grad } M$:

$$|\text{grad } M| = kI \sqrt{a^2 + b^2 - 2ab \frac{(R - a_R)(R - b_R) + (X - a_X)(X - b_X)}{V[(R - a_R)^2 + (X - a_X)^2][V(R - b_R)^2 + (X - b_X)^2]}}. \quad (12)$$

Следует иметь в виду, что должны браться положительные значения корней, входящих в выражения (10), (11) и (12).

На основании выражений (6) ... (9) координаты R_N и X_N точки N , равные удвоенным координатам центра окружности, могут быть выражены через координаты точек a и b :

$$R_N = \frac{2(a^2 b_R - b^2 a_R)}{a^2 - b^2}; \quad (13)$$

$$X_N = \frac{2(a^2 b_X - b^2 a_X)}{a^2 - b^2}. \quad (14)$$

Для определения значения $|\text{grad } M|$ в точке N подставим в выражение (12) вместо текущих координат R и X координаты R_N и X_N . Тогда

$$|\text{grad}_N M| = kI (b^2 - a^2) \sqrt{\frac{a^2 + b^2 - 2(a_R b_R + a_X b_X)}{a^4 + 6a^2 b^2 + b^4 - 4(a^2 + b^2)(a_R b_R + a_X b_X)}}. \quad (15)$$

При определении потребления схемы в нормальном режиме пренебрежем влиянием тока, так как оно весьма мало по сравнению с влиянием напряжения, т. е. примем ток равным нулю, а напряжение равным номинальному U_n . Кроме этого, пренебрежем зависимостью прямого сопротивления выпрямителей от приложенного напряжения. Тогда потребление одной части схемы, которая создает выпрямленный ток, пропорциональный произведению kaU_n , будет в первом приближении пропорционально квадрату этого произведения. Потребление же другой части, создающей выпрямленный ток, пропорциональный произведению kbU_n , будет пропорционально квадрату этого произведения.

При однообмоточном реле через обмотку протекает разность выпрямленных токов и потребление обмотки пропорционально $(kbU - kaU)^2$. При использовании двух обмоток часть схемы, по которой протекает разность токов, отсутствует.

Таким образом, в первом приближении суммарное потребление схемы

$$P = k'' k^2 U_n^2 [a^2 + b^2 + C(b - a)^2]. \quad (16)$$

При двухобмоточном реле величина $C = 0$, а при однообмоточном зависит от соотношения сопротивлений обмоток и других частей схемы. Следует отметить, что на нагрев обмотки однообмоточного реле влияет только последний член, стоящий в квадратных скобках. Поэтому

² Предполагается, что угол максимальной чувствительности реле равен углу линии.

Показатель качества направленного реле сопротивления можно получить из выражений (15) и (16):

$$A = \frac{I^2}{k''U_{\kappa}^2} \frac{(b^2 - a^2)^2 [a^2 + b^2 - 2(a_R b_R + a_X b_X)]}{[a^2 + b^2 + C(b - a)^2] [a^4 + 6a^2b^2 + b^4 - 4(a^2 + b^2)(a_R b_R + a_X b_X)]}. \quad (17)$$

Воспользовавшись выражениями (8) и (9), заменим в выражении (17) a_R , b_R , a_X и b_X соответственно через a , b , ψ_a и ψ_b . Положим

$$\frac{b}{a} = x, \quad (18)$$

$$\cos(\psi_a - \psi_b) = m \quad (19)$$

и разделим числитель и знаменатель выражения (17) на a^6 . Тогда

$$A = \frac{I^2}{k''U_{\kappa}^2} \cdot \frac{(x^2 - 1)^2 (1 + x^2 - 2xm)}{[1 + x^2 + C(x - 1)^2] [1 + 6x^2 + x^4 - 4(1 + x^2)xm]}. \quad (20)$$

При заданной граничной характеристике значения m и x выбираются независимо друг от друга и однозначно определяют a и b . Действительно, четыре параметра, определяющие \dot{a} и \dot{b} , могут быть определены из четырех уравнений (6), (7), (18) и (19).

Учитывая, что m и x независимы друг от друга, можно получить оптимальное значение m , определив частную производную

$$\frac{\partial A}{\partial m} = \frac{2I^2x(x^2 - 1)^4}{k''U_{\kappa}^2 [1 + x^2 + C(x - 1)^2]} > 0. \quad (21)$$

Таким образом, величину m выгодно брать, по возможности, большей, т. е.

$$m = \cos(\psi_a - \psi_b) = 1 \text{ или } \psi_a = \psi_b. \quad (22)$$

Подставив значение ψ_b в выражение (6), получим:

$$\psi_a = \psi_b = \varphi_N, \quad (23)$$

т. е. полюса \dot{a} и \dot{b} выгоднее всего расположить на прямой, проходящей через начало координат и центр окружности.

Подставив значение $m = 1$ в выражение (20), после упрощений находим:

$$A = \frac{I^2}{k''U_{\kappa}^2} \frac{(x + 1)^2}{1 + x^2 + C(x - 1)^2}. \quad (24)$$

Дифференцируем выражение (24), по x и производную приравняем нулю:

$$\frac{\partial A}{\partial x} = \frac{I^2}{k''U_{\kappa}^2} \cdot \frac{2(1 + x)(2C + 1)(1 - x)}{[1 + x^2 + C(x - 1)^2]^2} = 0. \quad (25)$$

Отсюда следует, что

$$x = 1, \text{ т. е. } a = b = 2r. \quad (26)$$

Таким образом, для получения максимального значения A следует полюса \dot{a} и \dot{b} распо-

лагать как можно ближе друг к другу и к точке конца зоны. При этом, для того чтобы момент был положительным в зоне и отрицатель-

ным вне ее, полюс \dot{a} должен располагаться внутри окружности, а полюс \dot{b} — вне ее.

В предельном случае при $x = 1$ показатель качества

$$A = \frac{2I^2}{k''U_{\kappa}^2}. \quad (27)$$

Для реле с моментом согласно выражению (1), для которого $x = \infty$ (так как $b = \infty$), получим:

$$A = \frac{1}{1 + C} \frac{I^2}{k''U_{\kappa}^2}. \quad (28)$$

Таким образом, в предельном случае величина A возрастает не менее чем в 2 раза по сравнению с ее

значением в обычно рекомендуемой схеме. Это означает снижение потребления не менее чем вдвое при той же крутизне возрастания момента в конце зоны или повышение крутизны не менее чем на 40% при том же потреблении. Кроме того, как было указано, резко падает нагрев реле, и термическая устойчивость его не ограничивает увеличения моментов.

Уточнение оптимального расположения точек \dot{a} и \dot{b} . При расположении полюсов \dot{a} и \dot{b} на прямой, проходящей через начало координат и центр граничной окружности, т. е. при соблюдении условия (23) и угле максимальной чувствительности, выражение для момента будет иметь следующий вид:

$$M = kI [|a(z - b)| - |b(z - a)|] - M_{np}. \quad (29)$$

При $a < z < b$

$$M = kI [2ab - z(a + b)] - M_{np}, \quad (30)$$

а при $z < a < b$

$$M = kI (b - a)z - M_{np}. \quad (31)$$

Зависимость изменения момента вдоль прямой ON от z согласно выражениям (30) и (31) показана на рис. 3, из которого следует, что момент возрастает от конца зоны до точки \dot{a} , затем снижается к началу зоны. На рис. 3 показано также изменение момента вдоль прямых, проходящих через начало координат под углом, отличающимся от угла максимальной чувствительности на 15 и 30°.

С точки зрения увеличения крутизны возрастания момента в конце зоны, как уже было показано, целесообразно размещать полюс \dot{a} как можно ближе к концу зоны. Однако при очень малом расстоянии полюса \dot{a} от конца зоны максимальная величина момента может оказаться недостаточной для надежного действия реле. Поэтому целесообразно отодвинуть полюс

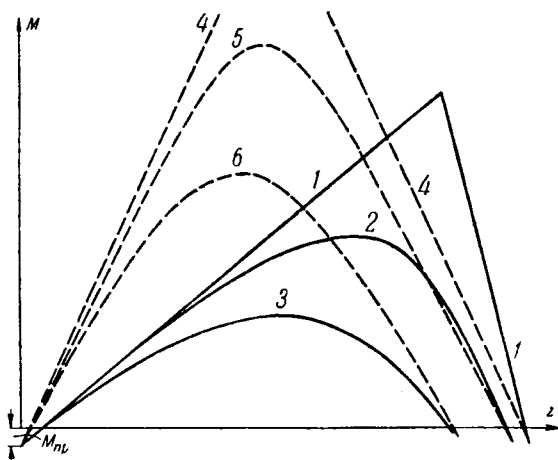


Рис. 3. Изменение момента реле при различных углах сопротивлений и расположении полюсов, 1, 2 и 3 — изменение момента вдоль прямых соответственно ON , OS , OT при расположении полюсов a и b в точках a_0 и b_0 ; 4, 5 и 6 — изменение момента в том же направлении для реле с моментом согласно выражению (1) с тем же потреблением при $C=1$.

a на такое расстояние от конца зоны, чтобы максимальный момент обеспечивал надежную работу реле при заданном токе.

Максимального значения момент достигает при $z=a$:

$$M_{\max} = kIa(b-a) - M_{np} = kI \frac{2a^2(z_y - a)}{2a - z_y}. \quad (32)$$

Удаление полюса a от конца зоны увеличивает также крутизну нарастания момента на границе зоны при углах, отличающихся от угла максимальной чувствительности φ_N (например, при повреждении через переходные сопротивления).

Следует также иметь в виду, что хотя с удалением полюса a от конца зоны крутизна нарастания момента в конце зоны и снижается, но при небольшом уменьшении a это снижение незначительно. Действительно, крутизна имеет максимум при $a=z_y$, а вблизи своего максимума, как известно, функция изменяется незначительно. Так, при $C=0$ и $a=0,8z_y$, $A=0,95 A_{\max}$. При $C>0$ снижение A более значительно.

Рекомендуемая схема детекторного направленного реле сопротивления. На основе оптимального расположения полюсов a и b может быть составлена принципиальная схема направленного реле сопротивления. При этом должна быть обеспечена регулировка уставки реле z_y с сохранением возможно близкого к оптимальному расположению полюсов a и b .

Как показывает опыт, регулировку уставки целесообразно выполнять плавно-ступенчатой, причем ступенчатую регулировку (изменение диапазона) наиболее целесообразно осуществлять в цепях тока, а плавную (изменение в пределах данного диапазона) — в цепях напряжения [Л. 3].

Регулировка может быть осуществлена достаточно просто только при постоянном отно-

шении $x = \frac{b}{a}$. Тогда из выражения (7) с учетом (23) получим:

$$a = z_y \frac{1 + \frac{1}{x}}{2}; \quad (33)$$

$$b = z_y \frac{1 + x}{2}. \quad (34)$$

Величины a и b для минимального диапазона уставок выбираются из соображений, изложенных выше. При ступенчатом изменении диапазона уставок в сторону их увеличения значения моментов возрастут.

Рекомендуемая принципиальная схема реле приведена на рис. 4.

В целях сохранения постоянного отношения между двумя напряжениями, подаваемыми в схему, введен дополнительный трансформатор напряжения $2Tr$ с двумя вторичными обмотками, отношение витков которых $x = \frac{b}{a}$. Напряжение этого трансформатора не регулируется. Плавное изменение уставки производится на трансформаторе напряжения $1Tr$ путем изменения числа витков вторичной обмотки.

Для устранения мертвой зоны часть напряжения, подаваемого на трансформатор $2Tr$, снимается с сопротивления, включенного в инерционный контур. Чтобы вектор этого напряжения был повернут относительно вектора напряжения питания на угол, равный разности углов максимальной чувствительности и нагрузки, сопротивление, включаемое в инерционный контур, должно быть активно-индуктивным.

Электрическое разделение цепей напряжений, питающих каждую из групп выпрямителей, позволяет применить общий трансреактор T для обеих цепей. Наличие ряда выводов в первичной обмотке трансреактора позволяет осуществить ступенчатое изменение диапазона уставок.

Обмотка реле P включена дифференциально, что дает возможность снизить потребление и нагрев реле ($C>0$).

Выводы. 1. Заданную характеристику детекторного направленного реле сопротивления можно по-

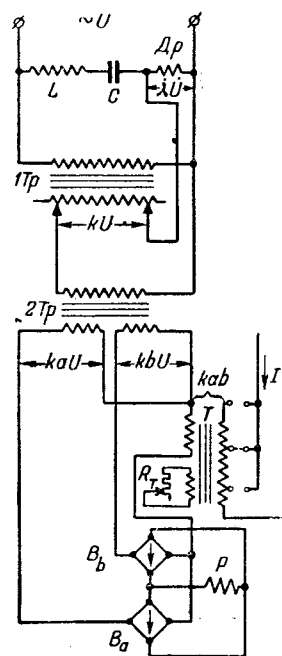


Рис. 4. Принципиальная схема направленного реле сопротивления.

$1Tr$, $2Tr$ — трансформаторы напряжения; L , C и Dp — инерционный контур; T — трансреактор; R_T — сопротивление для регулировки угла $\varphi_a = \varphi_b$ между э. д. с. трансформатора и обуславливающим ее током; P — обмотка приемного реле; B_a , B_b — группы выпрямителей.

лучить путем сравнения разных выпрямленных величин. Значения этих величин и характеристика реле определяются значениями a и b в выражении (2).

2. Для увеличения крутизны нарастания момента в конце зоны полюса a и b должны располагаться по возможности ближе к концу зоны, причем по обе стороны от него на линии, соединяющей конец зоны с началом координат.

3. Для получения достаточной величины момента следует отодвинуть точки a и b от конца зоны так, чтобы при данной крутизне, которая при этом мало изменяется, момент возрос до необходимой величины от конца зоны до точки a .

4. Детекторное реле сопротивления со схемой, полученной в результате выбора оптимального положения точек a и b , имеет лучшие показатели по сравнению с реле, выполненными по схеме, указанной в литературе. При той же крутизне нарастания момента в конце зоны его потребление может быть ниже более чем в 2 раза или при том же потреблении крутизна нарастания момента в конце зоны может быть увеличена более чем

на 40%. Кроме того, значительно снижается нагрев реле, и термическая устойчивость его практически не ограничивает увеличения моментов.

5. Недостатком реле является уменьшение максимального значения момента и момента при коротких замыканиях через большие переходные сопротивления при малых значениях C . Наличие инерционного контура желательно для всех направленных реле сопротивления. Однако для данного реле мертвая зона при отсутствии инерционного контура больше, чем для реле, описанных в литературе, а потому выполнение инерционного контура особенно необходимо.

Литература

1. Г. И. Атабеков. Дистанционный принцип защиты дальних электропередач. Издательство Академии наук Армянской ССР, 1953.
2. В. Л. Фабрикант. Об инерционных контурах на переменном токе. Электричество, № 4, 1952.
3. Ю. А. Гаевенко. Новые типы дистанционных защит линий электропередач. Госэнергоиздат, 1955.

[12.7. 1955]



О некоторых параметрах морских линий электропередачи

Инж. В. В. МИХАЙЛОВ

Гидропроект

Развитие нефтяных промыслов, добывающих нефть из пластов земли, расположенных под дном моря, привело к необходимости строить морские воздушные линии электропередачи напряжением 6...110 кВ, т. е. линии, провода которых подвешены над уровнем моря. В связи с этим представляет интерес вопрос о некоторых параметрах морских линий электропередачи.

При определении емкости обычной воздушной линии электропередачи с учетом влияния земли систему n проводов — земля заменяют системой n проводов — их зеркальное отображение в земле. Электропроводность морской воды в зависимости от содержания в ней соли изменяется в пределах от 1,5 до 2,5 $ом^{-1}м^{-1}$, т. е. морская вода является достаточно хорошим проводником. Следовательно, емкость воздушной линии над морем можно определять так же, как и емкость воздушной линии над землей, принимая за плоскость симметрии не поверхность земли (дно), а поверхность воды.

Под действием ветра на море возникают волны правильной морской зыби. Если луч морской волны направлен перпендикулярно линии электропередачи, то расстояние от провода до поверхности воды будет изменяться, а следовательно, будет изменяться и емкость линии. Как было показано [Л. 1], эти изменения не превосходят 3,5% и их можно не учитывать.

Интересно отметить, что такое периодическое изменение емкости линии достаточно для возник-

новения параметрического возбуждения [Л. 1]. Однако параметрический резонанс не наступает, так как частота изменения параметра (частота волны морской зыби) много меньше частоты собственных колебаний линии электропередачи.

Если рассматривать систему провод — море, то при определении сопротивления протеканию тока в море следует учитывать конечную глубину моря, т. е. рассматривать протекание тока в двухслойной среде. Необходимость учитывать наличие дна моря следует из того, что воздушные морские линии электропередачи проходят над морем в таких местах, где глубина относительно небольшая. Если даже считать глубину моря не ограниченной, то на глубине 20 м [Л. 2] плотность тока составит 23% максимальной. Следовательно, при ограниченной глубине моря нельзя пренебрегать отражением волн от поверхности раздела двух сред.

Определению кажущегося сопротивления земли при слоистой структуре посвящен ряд работ. Для практических расчетов, связанных с проектированием морских линий электропередачи, можно воспользоваться упрощениями, введенными Рюденбергом [Л. 3], и принять, что при протекании тока по морю электропроводность верхнего слоя моря много больше электропроводности нижнего слоя (дно). Это допущение возможно, так как электропроводность морской воды много больше электропроводности грунтов.

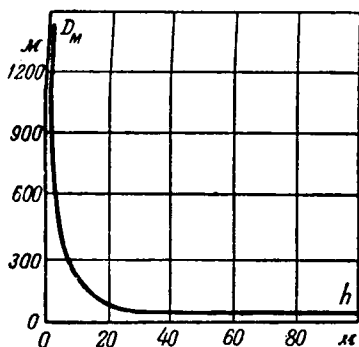


Рис. 1.

При таких условиях сопротивление протеканию тока в море

$$Z_m = r_m + jx_m = (2\pi^2 f + j4\pi f \ln \frac{0,014}{\gamma f h_m \cdot 10^{-9}}) 10^{-4}, \quad (1)$$

где γ — электропроводимость морской воды, $\text{ом}^{-1} \text{см}^{-1}$;

f — частота тока, гц ;

h — высота подвеса провода над морем, см ;

h_m — глубина моря под линией, см .

Сопротивления системы провод — море:

$$r = r_{np} + 2\pi^2 f \cdot 10^{-4}; \quad (2)$$

$$x = 4\pi f \cdot 10^{-4} \ln \frac{0,014}{\rho_s \gamma f h_m \cdot 10^{-9}}. \quad (3)$$

где ρ_s — эквивалентный радиус провода, см ;

r_{np} — сопротивление провода, ом/км .

Если глубина моря на рассматриваемом участке l_{12} изменяется, то индуктивное сопротивление

$$x_m = 4\pi f (l \cdot \ln \frac{0,014}{\gamma f h \cdot 10^{-9}} - \int_0^l \ln h_m \cdot dl) \cdot 10^{-4}. \quad (4)$$

Если принять, что дно моря на участке l_{12} имеет постоянный уклон и глубина моря меняется от h_1 до h_2 (весьма частый случай на практике), то

$$h_m = h_1 + \frac{h_2 - h_1}{l_{12}} l. \quad (5)$$

Следовательно,

$$x_m = 4\pi f \left[\ln \frac{0,014}{\gamma f h \cdot 10^{-9}} + \frac{h_1}{h_2 - h_1} \ln h_1 - \frac{h_2}{h_2 - h_1} \ln h_2 + 1,0 \right] 10^{-4}. \quad (6)$$

Сравнив выражения (1) и (6), найдем расчетную глубину моря при наличии уклона

$$h_m = \frac{h_2^m}{e \cdot h_1^n}, \quad (7)$$

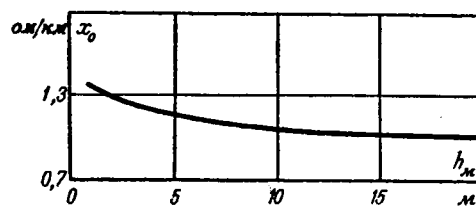


Рис. 2.

где e — основание натуральных логарифмов:

$$n = \frac{h_1}{h_2 - h_1};$$

$$m = \frac{h_2}{h_2 - h_1}.$$

Систему провод — море можно заменить эквивалентной двухпроводной линией с расстоянием между проводами D_m . По аналогии с эквивалентной глубиной возврата тока через землю назовем D_m глубиной возврата тока по морю. Тогда из выражения (3) имеем:

$$x = 4\pi f \cdot 10^{-4} \ln \frac{D_m}{\rho_s} = 0,145 \lg \frac{D_m}{\rho_s}, \quad (8)$$

где

$$D_m = \frac{0,014}{\gamma f h_m \cdot 10^{-9}}.$$

На рис. 1 дана зависимость $D_m = f(h_m)$ при $\gamma = 1,825 \text{ ом}^{-1} \text{ м}^{-1}$ (Каспийское море) для частоты 50 гц .

Сопротивление нулевой последовательности морской линии электропередачи

$$x_0 = 0,435 \lg \frac{D_m}{\sqrt{\rho_s \cdot D_{cp}^2}}.$$

На рис. 2 приведена зависимость $x_0 = f(h_m)$ при $D_{cp} = 5 \text{ м}$ и $\rho_s = 0,49 \text{ см}$.

Если сравнить полученные значения x_0 для морских линий с аналогичными значениями для линий на суше, то нетрудно видеть, что x_0 для морских линий на 20...30% ниже, чем для линий на суше.

Литература

1. В. В. Михайлов. Емкость линии электропередачи, проходящей над морем. Энергетический бюллетень, № 5, 1954.
2. В. В. Михайлов. Сопротивления морских ЛЭП. Энергетический бюллетень, № 8, 1954.
3. Fr. Ollendorff. Токи в земле, Берлин, 1928.

[7. 9. 1955]



К методике расчета городских распределительных сетей¹

Кандидат техн. наук П. Ф. ГОГИЧАШВИЛИ

Академия коммунального хозяйства им. Памфилова

До последнего времени мощность сетевых трансформаторных подстанций (ТП) было принято находить по капиталовложениям. Таковы формулы В. М. Хрущева, «трех авторов», Б. Л. Айзенберга, И. М. Сироты, дающие одинаковые результаты. В проекте «Правил устройства электротехнических установок» [Л. 1] выбор сечения проводов и кабелей городских электросетей рекомендуется производить по экономической плотности тока, в связи с чем методика выбора мощности ТП только по капиталовложениям становится непригодной. При определении мощности ТП необходимо учитывать не только капиталовложения в виде отчислений, но и стоимость потерь энергии в сетях и трансформаторах.

Попытка дать новую методику определения мощности ТП была предпринята В. А. Козловым [Л. 2]. Однако предложенные им формулы для определения оптимальной мощности ТП имеют, как показала дискуссия [Л. 3], ряд недостатков. В частности, в них не учитываются потери энергии в трансформаторах.

В первой части настоящей работы даются уточненные формулы для определения оптимальной мощности ТП по ежегодным расходам и приводится их сопоставление с упоминаемой выше формулой Б. Л. Айзенберга. При сопоставлении сроки окупаемости капиталовложений не учитывались, так как решение этого вопроса, ввиду его сложности, выходит за рамки настоящей статьи.

Во второй части исследуются целесообразные отступления от полученных по формулам оптимальных значений мощности ТП.

В 1951 г. автором настоящей статьи были предложены [Л. 4] формулы, позволяющие определить оптимальную мощность ТП (P_T) по ежегодным расходам для случая сети низкого напряжения с равномерно распределенной нагрузкой. При выводе этих формул за исходное было принято следующее выражение:

$$\Sigma И = \delta_T K_T + C_T + \delta_K K_K s_s Lm + I_A^2 \eta r_A c \tau m \cdot 10^{-3}, \quad (1)$$

которое представляет собой не что иное, как выражение, содержащееся в работе В. Буллерда [Л. 5], с той лишь разницей, что в выражении (1) входят только те составляющие ежегодных расходов, которые влияют на величину P_T .

Подставляя в выражение (1)

$$s_s = \frac{LD \cdot 10^3}{\sqrt{3} U j_s}, \quad I_A = \frac{LD \cdot 10^3}{\sqrt{3} U} \quad \text{и} \quad r_A = \frac{\sqrt{3} U j_s}{\gamma D \cdot 10^3},$$

получим:

$$\Sigma И = \delta_T K_T + C_T + \delta_K K_K \frac{L^2 D m \cdot 10^3}{\sqrt{3} U j_s} + \frac{L^2 D m \eta c \tau}{\sqrt{3} U \gamma}. \quad (2)$$

¹ Печатается в порядке обсуждения.

Первые два члена суммы (2) представляют часть ежегодных расходов на ТП, состоящую из отчислений от постоянной составляющей ее стоимости ($\delta_T K_T$) и стоимости потерь в трансформаторе ($C_T = 8760 \Delta P_{ст} c + \tau \Delta P_{м} c$), а вторые — часть ежегодных расходов на сеть низкого напряжения, состоящую из отчислений от стоимости металла ($\delta_K K_K s_s Lm = \delta_K K_K$) и стоимость годовых потерь энергии.

В выражениях (1) и (2): j_s — экономическая плотность тока, превышающая нормированную в $\sqrt{3}$ раз, $a/\text{мм}^2$; γ — удельная проводимость, $\text{м}/\text{ом} \cdot \text{мм}^2$; η — коэффициент, учитывающий распределение нагрузки.

Остальные обозначения являются общепринятыми.

Если сумму (2) отнести к 1 м сети низкого напряжения или к 1 квт мощности ТП и найти ее минимум, то получим оптимальную мощность — P_T или оптимальную длину магистрали низкого напряжения L_T для случаев:

а) экономическая плотность тока не задана:

$$P_T = 0,165 \sqrt{\frac{(\delta_T K_T + C_T) D U m \sqrt{\gamma}}{\delta_K K_K \eta c \tau}}; \quad (3)$$

$$L_T = 0,165 \sqrt{\frac{(\delta_T K_T + C_T) U \sqrt{\gamma}}{m D \delta_K K_K \eta c \tau}}; \quad (4)$$

б) экономическая плотность тока задана:

$$P_T = \sqrt{\frac{(\delta_T K_T + C_T) m D}{\delta_K K_K \cdot 10^3 \frac{\eta j_s c \tau}{\sqrt{3} U j_s} + \sqrt{3} U \gamma}}; \quad (5)$$

$$L_T = \sqrt{\frac{\delta_T K_T + C_T}{\left(\frac{\delta_K K_K \cdot 10^3}{\sqrt{3} U j_s} + \frac{\eta j_s c \tau}{\sqrt{3} U \gamma} \right) m D}}. \quad (6)$$

Если принять $C_T = 0$, $\gamma = 57 \text{ м}/\text{ом} \cdot \text{мм}^2$ и $\eta = \frac{3}{5}$, то из формулы (3) и (5) можно получить формулы В. А. Козлова [Л. 2, формулы (13) и (23)] для случая, когда ежегодные расходы на сеть высокого напряжения B (руб/год) = 0.

Однако при расчетах по ежегодным расходам было бы неправильно не учитывать потери энергии в трансформаторах, так как они превосходят потери энергии в кабельной сети низкого напряжения и соизмеримы с ежегодными расходами на сеть высокого напряжения.

Расчеты показывают, что формулы (3) ... (6) при равных условиях дают одинаковые результаты, поэтому для сопоставления возьмем лишь формулу (3) настоящей работы, а также формулы Б. Л. Айзенберга [Л. 6] и В. А. Козлова [Л. 2, формула (22)]. В двух последних

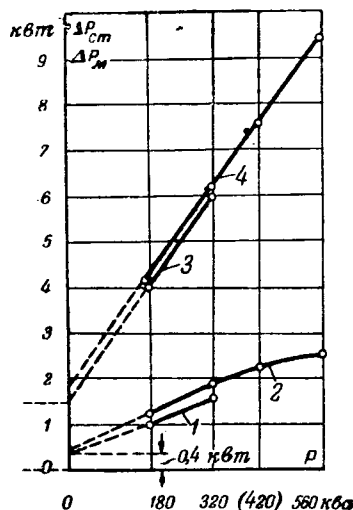


Рис. 1. Потери мощности в трансформаторах
180...560 кВА,
6 и 10 кВ.
1—потери в стали трансформатора 6 кВ; 2—то же 10 кВ; 3—потери в меди трансформатора 6 кВ; 4—то же 10 кВ.

формулах сечение кабеля определяется по плотности тока, допускаемой по нагреву.

Формула Б. Л. Айзенберга позволяет определить оптимальную мощность ТП по капитальным затратам. Для принятых нами обозначений эта формула будет иметь следующий вид:

$$P_T = \sqrt[3]{\frac{K_T D U^2 m^2}{2200 K_K}} \quad (7)$$

Формула В. А. Козлова позволяет определить оптимальную мощность ТП по ежегодным расходам. С учетом стоимости потерь в трансформаторах C_T эта формула может быть представлена следующим образом:

$$P_T = \sqrt[3]{\frac{(\delta_T K_T + C_T + B) D U^2 m}{2200 \delta_K K_K}} \quad (8)$$

Чтобы иметь возможность сопоставлять формулы (3), (7) и (8), приведем их к виду: $P_T = f(D)$. Примем $\delta_{Tcp} = 11\%$, $\delta_{Kcp} = 4,75\%$ [Л. 7], $c = 0,12$ руб/кВтч [Л. 8], $U = 380$ в и $C_T = 8760 \cdot 0,12 \cdot 0,4 + 2000 \cdot 0,12 \cdot 1,5 \approx 900$ руб/год. Потери мощности в трансформаторах получены на основании кривых рис. 1, построенных в соответствии с ГОСТ 400-41. Условия расчета и результаты сопоставления формул даны в таблице и на рис. 2 в виде кривых $P_T = f(D)$.

Номер формулы	Условия расчета					Вид формулы при данных условиях расчета	Кривая на рис. 2
	K_T , тыс. руб.	K_K , руб/м·мм²	m	C_T , руб/год	B , руб/год		
(7)	31	0,37	2	—	—	$P_T = 278 D^{1/3}$	1
(8)	31	0,37	2	0	0	$P_T = 370 D^{1/3}$	2
(8)	31	0,37	2	900	0	$P_T = 400 D^{1/3}$	3
(8)	31	0,37	2	900	1000	$P_T = 431 D^{1/3}$	4
(8)	31	0,37	3	900	1000	$P_T = 564 D^{1/3}$	5
(7)	31	0,37	3	—	—	$P_T = 333 D^{1/3}$	6
(3)	31	0,37	3	900	0	$P_T = 675 D^{1/2}$	7

Из кривых 1—7 (рис. 2) видно, что оптимальная мощность P_T при определении ее по ежегодным расходам получается больше, чем при определении по капитальным затратам. Это увеличение происходит за счет целого ряда факторов.

За счет больших отчислений δ_T и δ_K мощность P_T увеличивается в 1,33 раза (кривая 2), учета стоимости потерь энергии в трансформаторах C_T — в 1,08 раза (кривая 3), учета стоимости сети высокого напряжения B — в 1,03 раза (кривая 4), увеличения числа магистралей m с 2 до 3, необходимого при укрупнении ТП и применении различных схем соединений, — в 1,31 (кривая 5). Таким образом, при расчете по ежегодным расходам P_T увеличивается в $1,33 \times 1,08 \times 1,03 = 1,55$ раза, а с учетом увеличения m с 2 до 3 — в $1,55 \times 1,31 = 2$ раза. Если же для распределительной сети принять $c > 0,12$ руб/кВтч, а $\tau = 3500$ час/год (с учетом фактических коэффициентов формы и заполнения графиков) и увеличить m до 4, то P_T увеличится еще больше.

При построении кривой 7 по формуле (3) учитывалось замечание С. Н. Никогосова [Л. 3] о снижении P_T на 20% за счет увеличения коэффициента в знаменателе подкоренного выражения. Однако, как показывает кривая 7, формула (3) и при этом снижении дает те же результаты, что и формула (8), т. е. по сравнению с формулой (7) приводит к такому же увеличению P_T .

Заметим, что m может быть принято равным 3 и при расчете по формуле (7). Этому случаю соответствует кривая 6, которая совпадает с кривой 2.

При проектировании мощность ТП P_{np} может выбираться с некоторым отступлением от оптимальной мощности P_T , так как вблизи теоретического минимума суммарные ежегодные расходы и капитальные затраты, как известно, изменяются незначительно. Чтобы определить экономически целесообразные отступления от теоретически оптимального значения, найдем связь между P_{np} и P_T .

Если исходное выражение (1) отнести к 1 м сети низкого напряжения или к 1 кВт мощно-

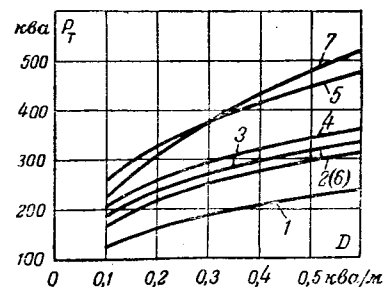


Рис. 2. Зависимость оптимальной мощности ТП (P_T) от плотности нагрузки (D).

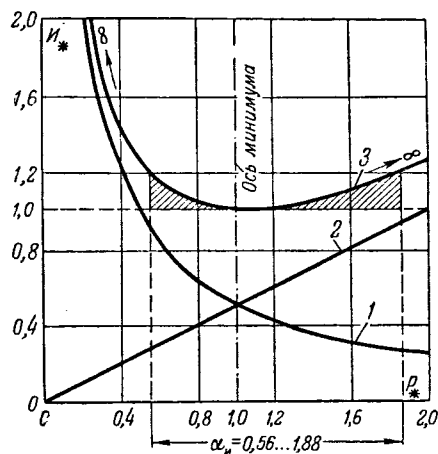


Рис. 3. Изменение суммарных ежегодных расходов вблизи минимума. Относительные ежегодные расходы: 1—на ТП; 2—на сеть низкого напряжения; 3—суммарные.

сти ТП и аналогично предыдущему определить его минимум, то найдем:

$$\delta_T K_T + C_T = \delta_n K_n + C_n \quad (9)$$

или

$$I_T = I_n, \quad (10)$$

где C_n — стоимость годовых потерь электроэнергии в сети низкого напряжения, руб/год.

Следовательно, ежегодные расходы на распределительную сеть минимальны тогда, когда постоянная часть ежегодных расходов на ТП равна переменной части ежегодных расходов на сеть низкого напряжения.

Аналогичным путем из исходного уравнения, на основании которого получена формула «трех авторов», может быть найдено условие минимума капиталовложений:

$$K_T = 2K_n, \quad (11)$$

т. е. капитальные затраты на распределительную сеть минимальны тогда, когда постоянная состав-

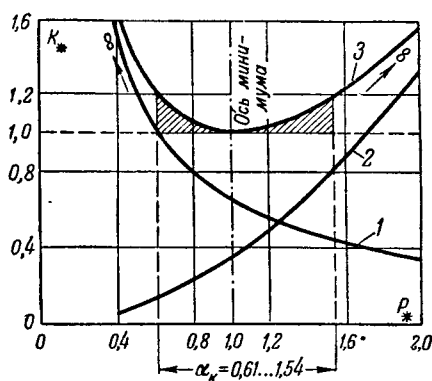


Рис. 4. Изменение минимума суммарных капитальных затрат вблизи минимума. Относительные капитальные затраты: 1—на ТП; 2—на сеть низкого напряжения; 3—суммарные.

ляющая стоимости ТП вдвое больше стоимости металла сети низкого напряжения.

На основании уравнения (1) и условия (10) можно доказать, что

$$I_* = 0,5P_*^{-1} + 0,5P_*, \quad (12)$$

где $P_* = \frac{P_{np}}{P_T}$ — относительное отступление мощности ТП P_{np} от теоретической оптимальной P_T ;

$I_* = \frac{I_{np}}{I_T}$ — соответствующее P_* относительное отступление суммы ежегодных расходов от теоретического ее минимума.

Аналогично для расчетов по капиталовложениям можно доказать, что

$$K_* = 0,66P_*^{-1} + 0,33P_*^2, \quad (13)$$

где $K_* = \frac{K_{np}}{K_T}$ — соответствующее P_* относительное отступление суммы капиталовложений от теоретического ее минимума.

Первые члены правой части равенств (12) и (13) выражают зависимость от мощности P ежегодных расходов или капиталовложений на ТП, а вторые на сеть низкого напряжения.

На рис. 3 и 4 в относительных единицах графически изображены зависимости (12) и (13). Как подтверждают варианты расчетов, эти зависимости справедливы и для абсолютных значений проектных параметров. Из рис. 3 и 4 видно, что условия теоретического минимума (10) и (11) соблюдаются при $P_* = 1$. Этому значению соответствуют $I_* = 1$ и $K_* = 1$.

Заштрихованные площадки (рис. 3 и 4) изображают зоны, в пределах которых отступления ежегодных расходов или капиталовложений до 20% от их теоретического минимума могут быть допущены, если учесть неточность исходных данных и приближенность расчетов при проектировании распределительных сетей.

Таким образом, искомую проектную мощность ТП можно выразить следующим образом:

$$P_{np} = \alpha P_T, \quad (14)$$

где α — коэффициент, характеризующий зону допустимого отступления проектной мощности ТП от теоретически оптимальной.

Величина коэффициента α , численно равная относительному отступлению P_* , может быть меньше, равна или больше единицы. При расчетах по ежегодным расходам (рис. 3) $\alpha_n \approx 0,6 \dots 1,9$, а при расчетах по капиталовложениям (рис. 4) $\alpha_k \approx 0,6 \dots 1,5$, т. е. в первом случае пределы изменения α шире, чем во втором. Следовательно, наибольшее увеличение проектной мощности ТП при расчете по ежегодным расходам по сравне-

нию с мощностью, рассчитанной по капиталовложениям, может составить:

$$\frac{\alpha_H}{\alpha_K} = \frac{1,9}{1,5} = 1,27.$$

Если же учесть указанное выше увеличение теоретической оптимальной мощности P_T при расчете ее по ежегодным расходам, то общее увеличение P_{np} может составить $1,55 \times 1,27 \approx 2$.

Таким образом, при больших плотностях нагрузок следует идти на укрупнение мощности ТП. Поэтому правильно требование к электропромышленности о выпуске предусмотренных ГОСТ трансформаторов 420 ква. Вопрос об укрупнении ТП, поднятый В. А. Козловым [Л. 2], не нашел отражения в дискуссии [Л. 3], если не считать высказанного опасения о том, что укрупнение ТП повлечет за собой увеличение расхода металла в сети низкого напряжения.

Однако в условиях, когда большое число магистралей оправдывается в связи с ростом многоэтажного строительства и плотностей бытовых нагрузок, укрупнение ТП не должно привести к заметному увеличению расхода металла в сети низкого напряжения. Практика проектирования замкнутых распределительных сетей 380/220 в, например в Германии, показала, что наивыгоднейшая мощность ТП лежит в пределах 220...640 ква [Л. 9], а в случае применения комплектных ТП — 315...500 ква [Л. 10].

При малых плотностях нагрузок, наоборот, следует брать $\alpha < 1$, т. е. идти на уменьшение проектной мощности ТП. Для столбовых ТП оптимальная мощность $P_T = 30 \dots 100$ ква, а проектная $P_{np} = 20 \dots 50$ ква ($\alpha_H = 0,6$). В случае однофазных столбовых ТП [Л. 4] это уменьшение P_{np} ввиду значительного снижения величины I_T будет еще больше. В этом случае $P_{np} = 10 \dots 30$ ква.

Следует заметить, что однофазные городские распределительные сети нашли широкое распространение в США, Японии, Китае, Корее и в других странах. В СССР однофазные распределительные сети в виде смешанных систем находят все более широкое распространение в сельских районах [Л. 11].

Сделаем несколько замечаний относительно формул (5) и (6), которые по сравнению с формулами (3) и (4) кажутся более громоздкими и неудобными для расчетов. Однако, в действительности формулы (5) и (6) проще, поскольку входящая в них экономическая плотность j_s считается заданной. Кроме того, члены, находящиеся под радикалом, выражают ежегодные расходы отдельных звеньев распределительной сети, поэтому формулу (5) можно представить в следующем виде:

$$P_T = DmL \sqrt{\frac{\frac{\partial_T K_T + C_T}{\left(\frac{\partial_K K_K \cdot 10^3}{V \sqrt{3} U j_s} + \frac{\eta j_s c \tau}{V \sqrt{3} U_T} \right) DmL^2}}{\frac{\partial_T K_T + C_T}{\partial_K K_K + C_K}}} \quad (5')$$

а с учетом уравнений (2) и (9)

$$P_T = DmL \sqrt{\frac{\frac{\partial_T K_T + C_T}{\partial_K K_K + C_K}}{\frac{\partial_T K_T + C_T}{\partial_K K_K + C_K}}}$$

или

$$P_T = DmL \sqrt{\frac{I_T}{I_K}} \quad (5'')$$

Таким образом, формула (5'') проста и удобна для пользования, особенно, если иметь в виду условие минимальных суммарных ежегодных расходов. К аналогичному выражению может быть приведена и формула (6).

Выводы. Выбор оптимальной мощности ТП следует производить по ежегодным расходам, учитывающим потери энергии во всех звеньях сети. В этом случае теоретически оптимальная мощность ТП получается в 1,55 раза больше, чем при расчете по капитальным затратам, а проектная может быть выбрана примерно в 2 раза больше. Увеличение мощности ТП наиболее целесообразно при высоких плотностях нагрузок. При расчетах следует пользоваться коэффициентами $\alpha_H = 0,6 \dots 1,9$ и $\alpha_K = 0,6 \dots 1,5$, учитывающими отступление от теоретически оптимального значения мощности ТП.

Литература

1. И. А. Сыромятников. О главе „Городские электрические сети“ в „Правилах устройства электро-технических установок“. Электричество, № 2, 1955.
2. В. А. Козлов. Методика технико-экономических расчетов городских кабельных сетей. Электричество, № 11, 1954.
3. О технико-экономических расчетах городских кабельных сетей. Дискуссия по статье В. А. Козлова. Электричество, № 12, 1955.
4. П. Ф. Гогичаишвили. Автореферат кандидатской диссертации „Распределение электрической энергии в городских районах малоэтажной застройки“. Изд. Академии коммунального хозяйства, 1951.
5. В. Буллерд. Упрощенное проектирование распределительных сетей (перевод с английского). Сборник статей под редакцией В. Н. Степанова. ОНТИ, 1935.
6. Б. Л. Айзенберг. Замкнутые электрические сети без сетевых автоматов. Госэнергоиздат, 1948.
7. А. А. Глазун. Электрические сети и системы. Госэнергоиздат, 1954.
8. Руководящие указания по повышению коэффициента мощности в установках потребителей электрической энергии. Электричество, № 5, 1954.
9. A. Pfeiffer и C. Weherle. Замкнутые городские сети низкого напряжения. AEGM, 44, стр. 57, № 1-2, 1954.
10. В. Fleck и E. Maass. Выключатели и распределения для распределительных сетей. ETZ-A, т. 76, стр. 669, № 18, 1955.
11. И. А. Будзко. Сельские электрические сети. Сельхозгиз, 1955.

[27. 7. 1955]



Тепловые напряжения в корпусе гидрогенераторов

Кандидат техн. наук Г. Н. ТЕР-ГАЗАРЯН

Тбилисский научно-исследовательский институт сооружений и гидроэнергетики

Специальные режимы синхронных генераторов — самосинхронизация и длительная работа с несимметричной нагрузкой, — направленные к повышению надежности энергоснабжения, вызвали необходимость тщательного изучения сил и напряжений, действующих на детали электрических машин в эксплуатации.

Для оценки запасов прочности машин необходимо исследовать силы, действующие в нормальных режимах, и после этого наложить на них силы, обусловленные специальными режимами. При этом такую проверку следует провести по узлам генератора, наиболее напряженным в механическом отношении, к которым относятся сварные швы крепления активной стали к полкам корпуса.

Одной из причин, вызывающих силы, приложенные к сварным швам, является неравномерный нагрев корпуса в радиальном направлении. Вызванные им напряжения существуют как в нормальном, так и несимметричном режимах. Оценка величины тепловых напряжений необходима не только при рассмотрении специальных режимов, но требуется также и для дальнейшего совершенствования конструкции генераторов и повышения их эксплуатационной надежности.

Ниже приводится методика определения тепловых напряжений и дается их количественная оценка. При этом предполагается, что генератор удовлетворяет нормальным требованиям в отно-

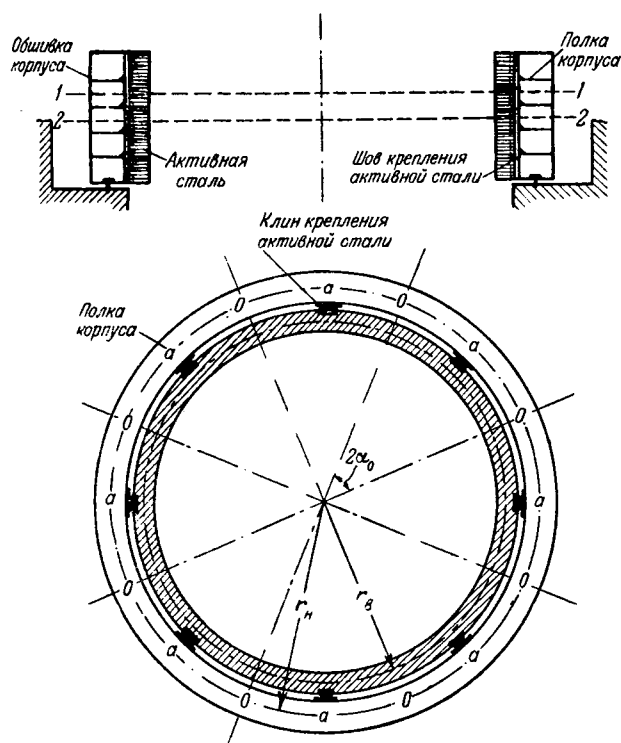
шении качества изготовления и сборки. Применительно к рассматриваемой задаче это означает плотный упор друг в друга разъемных частей статора по плоскостям разъема активной стали и корпуса. В таком случае активная сталь при нагревании будет работать как цельное кольцо. То обстоятельство, что активная сталь не является монолитом, учитывается ее модулем упругости, существенно отличающимся от модуля стали [Л. 3]. Конструкция крепления стали предполагается выполненной симметрично, так что усилия распределяются между всеми узлами приварки клиньев к полкам равномерно.

Рассмотрим поставленную задачу применительно к расчетному слою, выделенному из корпуса сечением его двумя плоскостями, перпендикулярными оси вращения генератора. В результате такого сечения схема корпуса машины представится в виде двух колец: внутреннего (активная сталь) и наружного (ребра корпуса), скрепленных между собой клиньями, на которых собрана активная сталь (см. рисунок). Оба эти кольца нагреты осесимметрично, но неравномерно в радиальном направлении. Такое распределение температур и вызывает в клиньях, точнее в местах их крепления к наружному кольцу (ребрам корпуса), силы S_i , подлежащие определению.

Обычно в электрических машинах наружное кольцо всегда можно рассматривать как тонкостенное, т. е. можно считать напряжения в нем неизменными по ширине кольца. Внутреннее же кольцо также может рассматриваться как тонкостенное для гидрогенераторов. В турбогенераторах, где активная сталь значительно массивнее, кольцо следует рассматривать как толстостенное. Этими конструктивными особенностями обуславливаются и различия в методике решения поставленной задачи. Для гидрогенераторов она может быть решена методами механики стержневых систем. Применительно же к турбогенераторам необходимо воспользоваться методом теории упругости.

Решение задачи с использованием приемов теории упругости получается сложным и в настоящей статье не рассматривается. Отметим лишь, что сравнение этого решения с упрощенным решением, полученным для турбогенераторов, в предположении тонкостенной активной стали указывает на приемлемость такого упрощения при оценке сил S_i и в турбогенераторах.

Для определения сил S_i , как и при нахождении сил S от тяжения полюсов [Л. 1], воспользуемся равенством радиальных перемещений точек a внутреннего и наружного колец (см. рисунок). В качестве основной выбираем систему, состоящую из наружного и внутреннего колец, полагая в точках a наличие шарниров. В этом случае лишними неизвестными будут моменты, заменяющие отброшенные связи в точках a [Л. 1].



Схематическое изображение сечения корпуса гидрогенератора.

Введем следующие обозначения¹:

- M и N — момент и нормальное усилие в произвольном сечении кольца от всех внешних сил;
 M_p и N_p — момент и нормальное усилие в произвольном сечении кольца основной системы, нагруженного силами S_p ;
 M_1 и N_1 — момент и нормальное усилие в произвольном сечении кольца основной системы, нагруженного моментами $M=1$;
 M' и N' — момент и нормальное усилие в произвольном сечении кольца основной системы, нагруженного силами $S_t=1$;
 X — момент в основной системе, заменяющий отброшенную связь;
 t_1, \dots, t_4 — температуры на граничных окружностях внутреннего и наружного колец;
 l — ширина кольца;
 α — коэффициент линейного температурного расширения;
 r — радиус кольца;
 J — момент инерции сечения кольца;
 E — модуль упругости материала кольца;
 F — площадь сечения кольца;
 $2\alpha_0$ — центральный угол, дугой которого является часть окружности кольца, заключенная между двумя клиньями;
 α — текущая угловая координата.

Обозначим через $t_s = \frac{t_1 + t_2}{2}$ среднюю температуру внутреннего кольца и через $t_n = \frac{t_3 + t_4}{2}$ среднюю температуру наружного кольца.

Применяя принцип возможных перемещений к деформациям обоих колец и имея в виду виртуальную работу единичных сил на действительных перемещениях точек a наружного и внутреннего колец, можно записать равенство этих перемещений [Л. 2]:

$$\begin{aligned} 2 \int_0^{\alpha_0} \frac{M'_s M_s r_s da}{E_s J_s} + 2 \int_0^{\alpha_0} \frac{N'_s N_s r_s da}{E_s F_s} + 2 \int_0^{\alpha_0} N'_s \alpha t_s r_s da + \\ + 2 \int_0^{\alpha_0} \frac{M'_s (t_2 - t_1) \alpha r_s da}{l_s} = 2 \int_0^{\alpha_0} \frac{M'_n M_n r_n da}{E_n J_n} + \\ + 2 \int_0^{\alpha_0} \frac{N'_n N_n r_n da}{E_n F_n} + 2 \int_0^{\alpha_0} N'_n \alpha t_n r_n da + \\ + 2 \int_0^{\alpha_0} \frac{M'_n (t_4 - t_3) \alpha r_n da}{l_n}. \end{aligned} \quad (1)$$

¹ Для внутреннего кольца все обозначения снабжены индексом s , для наружного — индексом n . Например, момент в произвольном сечении внутреннего кольца от всех внешних сил обозначается M_s . Если имеется в виду момент (или усилие) не в произвольном, а в данном сечении, для его обозначения вводится специальный индекс, например M_{s0} — момент в сечении, соответствующем точке 0 (см. рисунок).

Уравнение (1), записанное в пренебрежении деформацией клина, которая не имеет существенного значения [Л. 1], дает возможность определить силу S_t . Однако предварительно необходимо выразить все входящие в него подинтегральные функции через S_t . Для этого воспользуемся результатами, полученными в [Л. 1] при определении сил S , вызванных тяжением полюсов. Отметим лишь, что в указанном случае [Л. 1] внутреннее кольцо по наружной своей окружности было нагружено совершенно аналогично разбираемому случаю, однако силы S были направлены противоположно силам S_t . По внутренней же его окружности была приложена еще и нагрузка равномерной интенсивности q , которая в данном случае отсутствует. Наружные кольца в обоих случаях нагружены совершенно однообразно, только силы S и S_t имеют противоположные знаки.

Таким образом, можно сразу записать [Л. 1]:

$$N_s = \frac{S_t \cos(\alpha_0 - \alpha)}{2 \sin \alpha_0}, \quad (2)$$

$$N_n = - \frac{S_t \cos(\alpha_0 - \alpha)}{2 \sin \alpha_0}. \quad (3)$$

Поскольку равномерная нагрузка q , составляющая отличие внешних сгг, приложенных к основным системам в данной задаче и в задаче определения сил S , не создает момента, выражения для M_p в обеих задачах одинаковы. Учтя различие знаков момента (являющееся следствием противоположного направления сил S и S_t), имеем [Л. 1]:

$$M_{ps} = \frac{r_s S_t}{2} \left(\frac{1}{\tan \alpha_0} - \frac{\cos(\alpha_0 - \alpha)}{\sin \alpha_0} \right); \quad (4)$$

$$M_{pn} = \frac{r_n S_t}{2} \left(\frac{\cos(\alpha_0 - \alpha)}{\sin \alpha_0} - \frac{1}{\tan \alpha_0} \right), \quad (5)$$

а

$$M_{1s} = 1 \text{ и } M_{1n} = -1.$$

Для определения момента X , заменяющего отброшенную связь, воспользуемся каноническими уравнениями метода сил. В рассматриваемом случае на поворот торцов изображаемого сечения в точке a действуют упругость материала, т. е. момент, заменяющий отброшенную связь, силы S_t и эффект неравномерного нагрева кольца.

Канонические уравнения метода сил:

$$\delta_s X_s + \Delta_{ps} + \Delta_{ts} = 0; \quad (6)$$

$$\delta_n X_n + \Delta_{pn} + \Delta_{tn} = 0, \quad (7)$$

где δ — угол поворота торца сечения от единичного момента X ;

Δ_p — угол поворота торца сечения от внешних сил;

Δ_t — угол поворота торца вследствие неравномерного нагрева кольца в радиальном направлении.

Применив принцип возможных перемещений к температурным деформациям, получим [Л. 2]:

$$\pm 1 \cdot \Delta_t = \int M_1 d\varphi_t, \quad (8)$$

где $d\varphi_t$ — элементарный угол поворота под действием неравномерного нагрева.

С учетом (8) имеем:

для внутреннего кольца

$$\Delta_{ts} = \int_0^{\alpha_0} \frac{(t_2 - t_1) \alpha r_s d\alpha}{l_s} = \frac{\alpha (t_2 - t_1) r_s \alpha_0}{l_s}; \quad (9)$$

для наружного кольца

$$\Delta_{tn} = \frac{\alpha (t_4 - t_3) r_n \alpha_0}{l_n}. \quad (10)$$

Для определения δ и Δ_p также воспользуемся принципом возможных перемещений. Рассматривая работу единичных моментов на перемещениях δ и Δ_p , получим:

$$\pm 1 \cdot \delta = \int \frac{M_1 r d\alpha}{EJ}; \quad (11)$$

$$\pm 1 \cdot \Delta_p = \int \frac{M_1 M_p r d\alpha}{EJ}. \quad (12)$$

Из (11) и (12) получим:

$$\delta_{ts} = \frac{r_s \alpha_0}{E_s J_s}; \quad (13)$$

$$\delta_{tn} = \frac{r_n \alpha_0}{E_n J_n}; \quad (14)$$

$$\Delta_{ps} = \frac{1}{2E_s J_s} \left(\frac{r_s^2 S_t \alpha_0}{\lg \alpha_0} - r_s^2 S_t \right); \quad (15)$$

$$\Delta_{pn} = \frac{1}{2E_n J_n} \left(\frac{r_n^2 S_t \alpha_0}{\lg \alpha_0} - r_n^2 S_t \right). \quad (16)$$

Подставляя (9), (13), (15) в (6), а (10), (14), (16) в (7), получим:

$$X_s = \frac{r_s S_t}{2} \left(\frac{1}{\alpha_0} - \frac{1}{\lg \alpha_0} \right) - \frac{\alpha (t_2 - t_1)}{l_s} E_s J_s; \quad (17)$$

$$X_n = \frac{r_n S_t}{2} \left(\frac{1}{\alpha_0} - \frac{1}{\lg \alpha_0} \right) - \frac{\alpha (t_4 - t_3)}{l_n} E_n J_n. \quad (18)$$

Нормальные усилия и моменты в произвольных сечениях внутреннего и наружного колец, нагруженных силами $S_t = 1$:

$$N'_s = \frac{\cos(\alpha_0 - \alpha)}{2 \sin \alpha_0}; \quad (19)$$

$$N'_n = -\frac{\cos(\alpha_0 - \alpha)}{2 \sin \alpha_0}; \quad (20)$$

$$M'_s = \frac{r_s}{2} \left(\frac{1}{\lg \alpha_0} - \frac{\cos(\alpha_0 - \alpha)}{\sin \alpha_0} \right); \quad (21)$$

$$M'_n = \frac{r_n}{2} \left(\frac{\cos(\alpha_0 - \alpha)}{\sin \alpha_0} - \frac{1}{\lg \alpha_0} \right). \quad (22)$$

Моменты в произвольных сечениях внутреннего и наружного колец от всех внешних сил определяются по формулам [Л. 2]:

$$M_s = M_{ps} + M_{1s} X_s; \quad (23)$$

$$M_n = M_{pn} + M_{1n} X_n. \quad (24)$$

Подставив в (23) и (24) соответственно (4), (17) и (5), (18), получим:

$$M_s = \frac{r_s S_t}{2} \left[\frac{1}{\lg \alpha_0} - \frac{\cos(\alpha_0 - \alpha)}{\sin \alpha_0} \right] + \left[\frac{r_s S_t}{2} \left(\frac{1}{\alpha_0} - \frac{1}{\lg \alpha_0} \right) - \frac{\alpha (t_2 - t_1)}{l_s} E_s J_s \right]; \quad (25)$$

$$M_n = \frac{r_n S_t}{2} \left[\frac{\cos(\alpha_0 - \alpha)}{\sin \alpha_0} - \frac{1}{\lg \alpha_0} \right] - \left[\frac{r_n S_t}{2} \left(\frac{1}{\alpha_0} - \frac{1}{\lg \alpha_0} \right) - \frac{\alpha (t_4 - t_3)}{l_n} E_n J_n \right]. \quad (26)$$

Подставив (2), (3), (19)...(22), (25), (26) в (1), произведя интегрирование и учтя противоположные знаки составляющих радиальных перемещений точек a наружного и внутреннего колец, зависимость от S_t , получим:

$$\begin{aligned} & \frac{r_s^3 S_t}{4E_s J_s} B + \frac{r_s S_t}{4E_s F_s} A - \alpha t_s r_s = \\ & = -\frac{r_n^3 S_t}{4E_n J_n} B - \frac{r_n S_t}{4E_n F_n} A - \alpha t_n r_n, \end{aligned} \quad (27)$$

откуда

$$S_t = \frac{4\alpha (t_s r_s - t_n r_n)}{B \left(\frac{r_s^3}{E_s J_s} + \frac{r_n^3}{E_n J_n} \right) + A \left(\frac{r_s}{E_s F_s} + \frac{r_n}{E_n F_n} \right)}, \quad (28)$$

где

$$B = \operatorname{ctg} \alpha_0 + \frac{\alpha_0}{\sin^2 \alpha_0} - \frac{2}{\alpha_0}; \quad (29)$$

$$A = \operatorname{ctg} \alpha_0 + \frac{\alpha_0}{\sin^2 \alpha_0}. \quad (30)$$

Полученное решение (28) показывает, что сила S_t кроме очевидной зависимости от разности средних температур колец, зависит от следующих факторов:

а) угла α_0 (поскольку число клиньев на единицу длины окружности корпуса может быть принято одинаковым для разнотипных генераторов, зависимость силы S_t от угла α_0 означает зависимость ее от диаметра корпуса);

б) момента инерции и площади поперечного сечения корпуса;

в) модулей упругости активной стали и ребер корпуса.

Произведем количественную оценку сил S_t на конкретных примерах применительно к гидрогенераторам крупного и среднего габарита.

Поскольку максимальное значение модуля упругости шихтованной активной стали не может быть больше модуля упругости стали, рассмотрим значение силы S_t при условии $E_s = E_n = E$. В этом случае формула (28) принимает следующий вид:

$$S_t = \frac{4E\alpha (t_s r_s - t_n r_n)}{\frac{Br_s^3}{J_s} \left(1 + \frac{r_n^3 J_s}{r_s^3 J_n} \right) + \frac{Ar_s}{F_s} \left(1 + \frac{r_n F_s}{r_s F_n} \right)}. \quad (28a)$$

Для машины крупного габарита примем число клиньев крепления стали $n=120$, $r_s=5,72$ м, $r_k=6,3$ м; для машины среднего габарита: $n=30$, $r_s=1,5$ м, $r_k=1,85$ м. Значения коэффициентов A и B приведены в табл. 1.

Таблица 1

Генератор	α_0	A	B
Крупного габарита . .	$1^\circ 30'$	77,394	0
Среднего габарита . .	6°	19,098	$0,54 \cdot 10^{-4}$

В соответствии с конструктивными данными корпуса и стали для гидрогенераторов среднего габарита $F_s=0,04$ м², $F_k=0,021$ м², $J_s=0,333 \cdot 10^{-4}$ м⁴, $J_k=1,32 \cdot 10^{-4}$ м⁴; для крупногабаритного гидрогенератора $F_s=0,0675$ м², $F_k=0,0327$ м² [Л. 1].

Принимая $t_1=100^\circ\text{C}$, $t_2=t_3=80^\circ\text{C}$ и $t_4=40^\circ\text{C}$, $\alpha=12 \cdot 10^{-6}$, $E=2 \cdot 10^{10}$ кг/м² и подставляя все эти данные в формулу (28а), получаем для гидрогенератора среднего габарита силу, действующую на один элемент крепления стали

$$S_t = \frac{4 \cdot 2 \cdot 10^{10} \cdot 12 \cdot 10^{-6} \times}{\frac{0,54 \cdot 10^{-4} \cdot 1,5^3}{0,333 \cdot 10^{-4}} \left(1 + \frac{1,85^3 \cdot 0,333 \cdot 10^{-4}}{1,5^3 \cdot 1,32 \cdot 10^{-4}}\right) + \frac{\times (90 \cdot 1,5 - 60 \cdot 185)}{\frac{19,1 \cdot 1,5}{0,04} \left(1 + \frac{1,85 \cdot 0,04}{1,5 \cdot 0,021}\right)} \approx 9600 \text{ кг.}$$

Для крупногабаритного гидрогенератора

$$S_t = \frac{4 \cdot 2 \cdot 10^{10} \cdot 12 \cdot 10^{-6} (90 \cdot 5,72 - 60 \cdot 6,3)}{\frac{76,4 \cdot 5,72}{0,0675} \left(1 + \frac{6,3 \cdot 0,0675}{5,72 \cdot 0,0327}\right)} \approx 6200 \text{ кг.}$$

Рассмотрим теперь силу S_t в случае, когда $E_s \ll E_k$. Примем согласно данным, приведенным в статье А. С. Еремеева [Л. 3], $E_s \approx 0,1 E_k$. Тогда для гидрогенератора среднего габарита получаем:

$$S_t \approx \frac{48 \cdot 10^4 \cdot 48}{5,47 (10 + 0,427) + 746 (10 + 2,35)} \approx 2600 \text{ кг;}$$

для генератора крупного габарита

$$S_t \approx \frac{48 \cdot 10^4 \cdot 26}{6640 (10 + 2,27)} \approx 1650 \text{ кг.}$$

Выше указывалось, что силы S_t направлены противоположно силам S , вызванным тяжением полюсов. Поэтому для оценки нагрузки швов, крепящих активную сталь к корпусу,

представляет интерес определение суммы этих сил, обуславливающих основную нагрузку швов в нормальном режиме.

Силы S могут быть определены по следующей формуле [Л. 1]:

$$S = \frac{4qr_s^2}{Ar_s \left(1 + \frac{r_k F_s E_s}{r_s F_k E_k}\right)}. \quad (31)$$

При условии $E_s = E_k$ для гидрогенераторов крупного габарита, пользуясь формулой (31), находим $S=1090$ кг. При $E_s=0,1 E_k$ для этого же гидрогенератора $S=4000$ кг. Данные определения суммарной силы $(S-S_t)$ приведены в табл. 2.

Таблица 2

	При $E_s = E_k$	При $E_s = 0,1 E_k$
$S-S_t$, кг	— 5110	2350

Выводы. 1. В гидрогенераторах силы S_t , вызванные неравномерным нагревом корпуса и приложенные к элементам крепления активной стали с ребрами жесткости станины, уменьшаются с ростом диаметра корпуса и увеличиваются с ростом площади сечения активной стали.

2. Силы S_t уменьшаются с уменьшением модуля упругости активной стали. При обычных значениях модуля упругости активной стали эти силы невелики.

3. В гидрогенераторах крупного габарита силы S_t могут существенно компенсировать силы S , вызванные тяжением полюсов. Абсолютное значение суммарного усилия $(S-S_t)$ существенно зависит от соотношения модулей упругости сердечника активной стали и ребер корпуса. При разрушающей нагрузке на элемент крепления активной стали равной 35000 кг [Л. 3], независимо от соотношения модулей, суммарная нагрузка $(S-S_t)$ на сварной шов получается значительно меньше предельной.

Литература

1. Г. Н. Тер-Газарян и К. М. Хуберян. Усилия от тяжения полюсов в клиньях крепления активной стали гидрогенераторов. Электричество, № 3, 1955.
2. И. М. Рабинович. Строительная механика стержневых систем, ч. II. Государственное издательство по строительству и архитектуре, 1954.
3. А. С. Еремеев. К вопросу о креплении активной стали на крупных гидрогенераторах. ВЭП, № 4, 1954. [30.12. 1955]



Саморегулирование трехфазной дуги при сварке плавящимся электродом

Кандидат техн. наук В. М. ЩИТОВА

Лаборатория электросварочных машин АН СССР

Инж. А. М. ЛЕБЕДЕВ

Институт металлургии им. А. А. Байкова АН СССР

Задачи изучения процесса саморегулирования трехфазной дуги. Применение трехфазной дуги (сварка тремя дугами, горящими в общем фокусе, при трехфазном питании) для электрической сварки, предложенное в 1904—1905 гг. акад. В. Ф. Миткевичем, обладает многими технологическими, энергетическими и экономическими преимуществами по сравнению с однодуговой сваркой [Л. 1]. Однако этот процесс еще не получил до настоящего времени достаточно широкого промышленного внедрения. Особенно это относится к автоматической сварке.

Одной из причин, затрудняющих эффективное применение трехфазной автоматической сварки, являются недостаточная стабильность процесса при сварке по принципу постоянной независимой подачи плавящегося электрода и слабое развитие методов принудительного регулирования, позволяющих практически ликвидировать эти недостатки. Иными словами, слабое развитие теории и техники автоматического регулирования процесса трехфазной автоматической сварки — одна из основных причин слабого внедрения этого в принципе передового способа соединения металлов.

Изучение процессов регулирования следует начинать с исследований наиболее простой системы — системы саморегулирования. В этом случае автоматическое поддержание режима, так же как и при однофазной сварке [Л. 2], осуществляется за счет изменения скорости плавления двух металлических электродов, подаваемых в зону горения трех дуг от двигателя, скорость вращения которого не зависит от параметров дуги (рис. 1). По такому принципу работают, например, автоматы УПИ [Л. 1]. Изучение процесса саморегулирования прежде всего даст возможность оценить свойства этой системы. Практика эксплуатации автоматов для трехфазной сварки, работающих по принципу саморегулирования, доказывает необходимость применения систем принудительного регулирования. В настоящее время используются две системы принудительного регулирования, работающие по принципу регулирования тока в изделии, разработанному в Секции электросварки АН СССР. Однако трудно еще ответить на вопрос, являются ли выбранные системы оптимальными. На основе анализа структуры системы саморегулирования можно будет судить о структуре реально возможных систем принудительного регулирования, а изучение дуги, обладающей свойством саморегулирования, как объекта регулирования сделает возможным сравнительное изучение этих систем и выбор наиболее рациональной из них.

Структурная схема саморегулирования трехфазной дуги. Структурная схема процесса саморегулирования (рис. 2) состоит из несколь-

ких замкнутых контуров. Два замкнутых контура со звеньями I, II, III, IV и V, VI, VII, VIII описывают процесс изменения скорости плавления электродов v_p , вызванный изменением в них токов i_1 и i_2 , а также процесс увеличения или уменьшения длин l_1 и l_2 и напряжений u_{d1} и u_{d2} зависимых дуг, горящих между электродами и изделием. Эти длины и напряжения меняются из-за изменения скорости плавления электрода и от них в свою очередь зависят токи в электродах. Указанные процессы описываются аналогично процессу саморегулирования при однофазной сварке [Л. 2]. Звеньями IX и X отображается влияние изменения расчетных длин зависимых дуг на расчетную длину l_3 третьей, независимой дуги, горящей между электродами, от напряжения которой (звено XI) зависит ток i_3 в изделии (звено XII). Под расчетной длиной подразумевается расстояние между электродами по горизонтали и расстояние от конца электрода до изделия по вертикали (линейными размерами электродов пренебрегаем). Взаимосвязь между токами и напряжениями всех трех дуг описывается звеньями XIII и XVIII. Передаточные функции звеньев указаны на структурной схеме. Физический смысл коэффициентов поясняется при расчете системы саморегулирования.

На структурной схеме обозначены также точки приложения возмущений. Так же как и при однофазной сварке, реально возможные возмущения могут быть приведены к трем основным видам возмущений: возмущению по

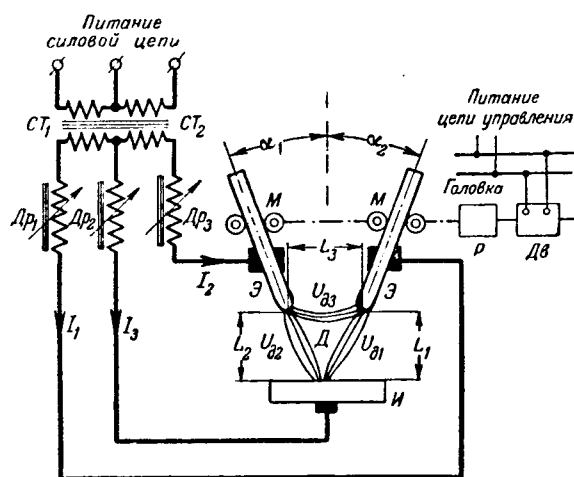


Рис. 1. Принципиальная схема трехфазной автоматической сварки с саморегулированием.

СТ — сварочный трансформатор; Др — регулируемый дроссель; Э — электрод; Д — дуга; И — изделие; Р — редуктор; Дс — двигатель подачи электродов; М — механизм подачи электродов; L — расчетная длина дуги; U_d — напряжение дуги; I_1 и I_2 — токи в электродах; I_3 — ток в изделии; α — угол наклона электродов.

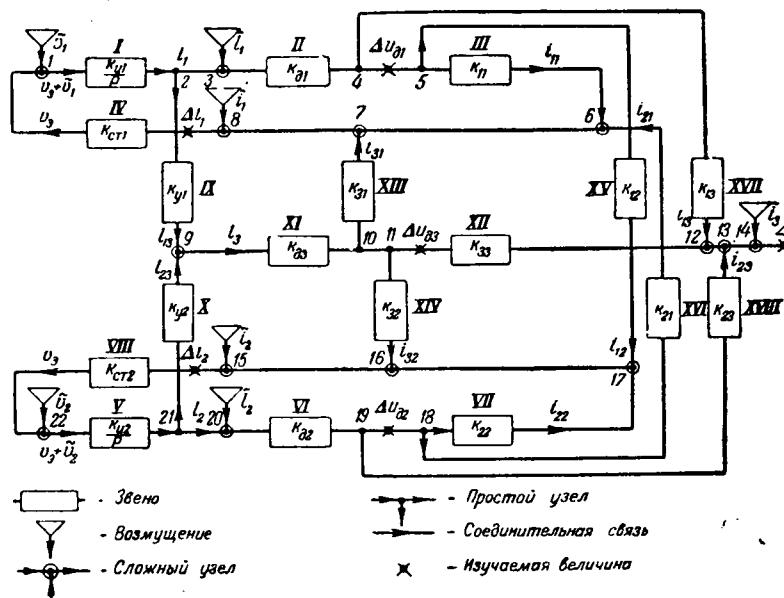


Рис. 2. Структурная схема процесса саморегулирования трехфазной сварочной дуги.

скорости конца электрода \tilde{v} , длине дуги \tilde{l}_d (в данном случае эквивалентное изменение расчетной длины \tilde{l}) и напряжению сети \tilde{u}_c (или эквивалентным ему изменениям токов \tilde{i}) и могут быть вызваны теми же причинами [Л. 3]. В отличие от однофазной сварки в трехфазной системе саморегулирования количество одновременно действующих возмущений велико. Так, например, изменение скорости двигателя подачи электродов вызывает одновременное действие возмущений \tilde{v}_1 и \tilde{v}_2 . Изменение напряжения одной фазы сети \tilde{u}_c вызывает одновременное изменение трех линейных токов $\tilde{i}_1 = \beta_1 \tilde{u}_c$, $\tilde{i}_2 = \beta_2 \tilde{u}_c$ и $\tilde{i}_3 = \beta_3 \tilde{u}_c$, где β — коэффициент приведения возмущения по напряжению

связанных контуров только в том случае, когда существуют как зависимые, так и независимая дуга. Для режимов без независимой дуги, т. е. для сварки не трехфазной дугой, а двумя зависимыми дугами как при общей, так и раздельной сварочной ваннах и трехфазном питании, процесс саморегулирования аналогичен саморегулированию однофазной дуги и описывается структурной схемой, состоящей из двух независимых контуров. Ниже изучается процесс саморегулирования при сварке трехфазной дугой.

Описанная схема отображает процесс саморегулирования в первом приближении. При ее составлении приняты следующие допущения: 1) изменения скорости плавления электрода пропорциональны только изменениям тока в нем; 2) процесс плавления электрода протекает безинерционно; 3) изменение напряжений дуг пропорционально только их расчетным длинам.

Расчетные выражения и их анализ. Применяя правила эквивалентного преобразования структурных схем [Л. 4 и 5], можно определить передаточные функции для всех действующих возмущений и изучаемых величин, а также статические коэффициенты системы.

О качестве переходных процессов и устойчивости системы саморегулирования можно судить по передаточной функции, составленной для одного из реально возможных возмущений и шести изучаемых величин (трех линейных токов и трех напряжений дуги). Так, например, зависимости между возмущением \tilde{u}_c по напряжению одной фазы сети и отклонениями от установившихся значений изучаемых величин в несимметричном режиме имеют вид:

$$W_1 = \frac{\Delta u_{d1}}{\tilde{u}_c} = k_{d1} k_{cm1} k_{a1} \frac{p \beta_1 - [\beta_1 (k_{d2} k_{22} + k_{d3} k_{y2} k_{32}) + \beta_2 (k_{d2} k_{21} + k_{d3} k_{y1} k_{31})] k_{cm2} k_{a2}}{Q(p)}; \quad (1)$$

$$W_2 = \frac{\Delta u_{d2}}{\tilde{u}_c} = k_{d2} k_{cm2} k_{a2} \frac{p \beta_2 - [\beta_2 (k_{d1} k_{11} + k_{d3} k_{y1} k_{31}) + \beta_1 (k_{d1} k_{12} + k_{d3} k_{y1} k_{32})] k_{cm1} k_{a1}}{Q(p)}; \quad (2)$$

$$W_3 = \frac{\Delta u_{d3}}{\tilde{u}_c} = k_{d3} \frac{p (\beta_1 k_{cm1} k_{y1} k_{a1} + \beta_2 k_{cm2} k_{y2} k_{a2}) + k_{cm1} k_{cm2} k_{a1} k_{a2} [\beta_1 (k_{d1} k_{y2} k_{12} - k_{d2} k_{y1} k_{22}) + \beta_2 (k_{d2} k_{y1} k_{21} - k_{d1} k_{y2} k_{11})]}{Q(p)}; \quad (3)$$

сети к эквивалентному изменению тока. Это обстоятельство усложняет анализ рассматриваемой системы по сравнению с однофазной системой саморегулирования.

Структурная схема трехфазной дуги представляет собой замкнутую систему, за исключением цепей со звеньями XII, XVI, XVII и XVIII. От последних процесс саморегулирования не зависит. Значения коэффициентов этих звеньев определяют только величину статической ошибки и переходный процесс по току в изделии.

Структурная схема состоит из двух в з а и м о -

$$W_4 = \frac{\Delta i_1}{\tilde{u}_c} = W_1 p \frac{1}{k_{d1} k_{cm1} k_{a1}}; \quad (4)$$

$$W_5 = \frac{\Delta i_2}{\tilde{u}_c} = W_2 p \frac{1}{k_{d2} k_{cm2} k_{a2}}; \quad (5)$$

$$W_6 = \frac{\Delta i_3}{\tilde{u}_c} = W_1 k_{13} + W_2 k_{23} + W_3 k_{33} + \beta_3. \quad (6)$$

Здесь $Q(p)$ — знаменатель передаточной функции:

$$Q(p) = p^2 - p [k_{\partial 1} k_{cm1} k_{11} k_{a1} + k_{\partial 2} k_{cm2} k_{22} k_{a2} + k_{\partial 3} (k_{cm1} k_{y1} k_{31} k_{a1} + k_{cm2} k_{y2} k_{32} k_{a2})] + [k_{\partial 1} k_{\partial 2} (k_{11} k_{22} - k_{12} k_{21}) + k_{\partial 3} k_{\partial 1} k_{y2} (k_{11} k_{32} - k_{12} k_{31}) + k_{\partial 3} k_{\partial 2} k_{y1} (k_{22} k_{31} - k_{21} k_{32})] k_{cm1} k_{cm2} k_{a1} k_{a2} \quad (7)$$

Анализ передаточных функций системы показывает, что в отличие от параметрически и структурно устойчивой однофазной системы трехфазная система саморегулирования может быть параметрически неустойчивой, так как коэффициенты знаменателя передаточной функции могут быть положительными или отрицательными величинами в зависимости от параметров системы. При полной симметрии режима ($U_{\partial 1} = U_{\partial 2} = U_{\partial 3}$; $I_1 = I_2 = I_3$) или „осевой“ симметрии ($U_{\partial 1} = U_{\partial 2} = U_{\partial 3}$; $I_1 = I_2 = \frac{1}{k_1} I_3$) условия устойчивости запишутся в виде:

$$k_{11} + k_{22} + k_{y1} k_{31} + k_{y2} k_{32} < 0 \quad (8)$$

и

$$k_{11} k_{22} - k_{12} k_{21} + k_{y2} (k_{11} k_{32} - k_{12} k_{31}) + k_{y1} (k_{22} k_{31} - k_{21} k_{32}) > 0. \quad (9)$$

Принимая во внимание физический смысл коэффициентов в этих уравнениях, можно заключить, что устойчивость системы зависит от угла наклона электродов, параметров источника питания и заданного режима сварки.

Для упрощения анализа статических свойств в табл. 1 приведены статические коэффициенты k_{xz} симметричной системы, т. е. значения передаточных функций при $p=0$ (выражения коэффициентов структурной схемы симметричной системы даны в примере). По статическим коэффициентам можно найти отклонение Δx от заданного значения изучаемой величины в установившемся режиме ($\Delta x = k_{xz} \tilde{z}$).

Положительными возмущениями \tilde{z} являются увеличения напряжения сети, длины дуги, а также уменьшения скорости конца электрода относительно изделия.

Анализ статических коэффициентов показывает, что в отличие от однофазной сварки имеются статические ошибки по напряжению зависимых и независимых дуг при действии всех возмущений. Знак и величина статических ошибок в трехфазной системе определяются значениями так называемых коэффициентов питающей системы (коэффициентов с двойными цифровыми индексами), т. е. зависят от параметров питающей системы и режима сварки. Статические ошибки в системе саморегулирования однофазной дуги однозначны, так как коэффициент однофазной питающей системы всегда отрицателен. Статические ошибки имеют различные значения в зависимости от коэффициентов k_y , т. е. от угла наклона электродов. Так же как и при однофазной сварке, уменьшение статических ошибок при изменениях нагрузки двигателя подачи электрода возможно путем выбора привода с жесткой

Таблица 1

Статические коэффициенты k_{xz} системы саморегулирования трехфазной сварочной дуги

Изучаемая величина	Возмущение по		
	скорости конца электрода \tilde{v}_1	скорости конца электрода \tilde{v}_2	длине зависимых дуг $\tilde{l}_1 + \tilde{l}_2$
$U_{\partial 1}$	$-\frac{1}{k_{cm1}} (k_y k_1 + k_2)$	$\frac{1}{k_{cm2}} (k_y k_2 + k_3)$	$2 k_y k_{\partial} (k_2^2 - k_3 k_1)$
$U_{\partial 2}$	$\frac{1}{k_{cm1}} (k_3 + k_y k_2)$	$-\frac{1}{k_{cm2}} (k_y k_2 + k_1)$	$2 k_y k_{\partial} (k_1^2 - k_3 k_2)$
$U_{\partial 3}$	$\frac{k_y}{k_{cm1}} (k_3 - k_2)$	$\frac{k_y}{k_{cm2}} (k_3 - k_1)$	$2 k_y k_{\partial} (k_3^2 - k_1 k_2)$
I_1	$-\frac{1}{k_{cm2}} Q$	0	0
I_2	0	$-\frac{1}{k_{cm1}} Q$	0
I_3	$\frac{1}{k_{cm1}} [(k_1 k_3 - k_2^2) + k_y (k_1^2 - k_2 k_3 + k_3^2 - k_2 k_1)]$	$\frac{1}{k_{cm2}} [(k_2 k_3 - k_1^2) + k_y (k_2^2 - k_1 k_3 + k_3^2 - k_1 k_2)]$	$2 k_y k_{\partial} (k_2 (k_2 k_3 - k_1^2) + (k_3 k_1 - k_2^2) k_1 + (k_1 k_2 - k_3^2) k_3)$

Примечание. В таблице указаны числители статических коэффициентов. Знаменатель коэффициентов для всех возмущений и изучаемых величин $Q = k_1 k_2 - k_3^2 + k_y (k_1^2 - k_2 k_3 + k_2^2 - k_1 k_2)$.

механической характеристикой, так как при этом уменьшается величина возмущения \tilde{v} , вызванного изменением нагрузки, или увеличения плотности тока, вследствие чего увеличивается коэффициент k_{cm} . В последнем случае наряду с улучшением статических свойств увеличивается и скорость переходных процессов. Возмущение по напряжению сети, так же как и по длине дуг, приводит к изменению всех трех напряжений и тока в изделии. Эти ошибки не могут быть полностью сведены к нулю путем изменения параметров системы саморегулирования. В отличие от трехфазной системы возмущение по длине дуги в однофазной системе саморегулирования отрабатывается полностью.

Пример расчета симметричной системы саморегулирования. Значения коэффициентов звеньев структурной схемы для расчета системы саморегулирования могут быть найдены следующим образом:

1. Геометрические коэффициенты: $k_{y1} = \frac{\Delta L_3}{\Delta L_1}$; $k_{y2} = \frac{\Delta L_3}{\Delta L_2}$ — отношение изменения расчетной длины независимой дуги к вызвавшему его изменению расчетной длины зависимой дуги и $k_{u1} = \frac{\Delta L_1}{\Delta V}$; $k_{u2} = \frac{\Delta L_2}{\Delta V}$ — отношение изменения расчетной длины зависимой дуги к вызвавшему его изменению скорости конца электрода, равны: $k_{y1} = \operatorname{tg} \alpha_1$; $k_{y2} = \operatorname{tg} \alpha_2$ (рис. 1); $k_{u1} = \cos \alpha_1$; $k_{u2} = \cos \alpha_2$, где α_1 и α_2 — углы наклона электродов; $\alpha = \alpha_1 + \alpha_2$; α — угол между электродами.

2. Коэффициент дуги $k_d = \frac{\Delta U_d}{\Delta L}$ — отношение изменения напряжения дуги к вызвавшему его изменению расчетной длины — определяется опытным путем. Как показывают исследования,

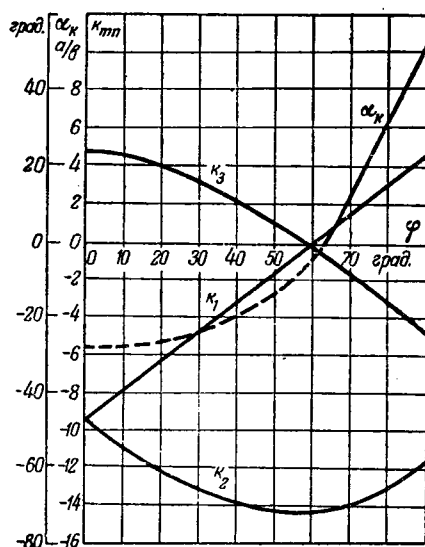


Рис. 3. Расчетная зависимость коэффициентов k_{mn} и предельного угла между электродами α_k от угла φ ($U_c = 60$ в; $I = 570$ а; $U_d = 36$ в; $z = 0,04$ ом).

при сварке с флюсом ОСЦ-45 этот коэффициент может быть принят равным 15...20 в/см.

3. Коэффициент питающей системы $k_{mn} = \frac{dI}{dU_d}$ — предел отношения изменения линейного

тока к вызвавшему его изменению напряжения дуги при условии постоянства двух других напряжений дуги — может быть определен как расчетным, так и опытным путями. Эти коэффициенты имеют двойные цифровые индексы. Первый индекс (m) указывает напряжение, а второй (n) — ток, зависимость между которыми описывает данный коэффициент. Значения коэффициентов k_{mn} при условии полной симметрии режима и прямой последовательности фаз могут быть найдены следующим образом:

$$k_1 = k_{11} = k_{32} = k_{23} = -\frac{1}{3\sqrt{3}z} \times \left(\frac{U_d \sin^2 \varphi}{\sqrt{U_c^2 - U_d^2 \sin^2 \varphi}} + 2 \cos \varphi - \sqrt{3} \sin \varphi \right); \quad (10)$$

$$k_2 = k_{22} = k_{13} = k_{31} = -\frac{1}{3\sqrt{3}z} \times \left(\frac{U_d \sin^2 \varphi}{\sqrt{U_c^2 - U_d^2 \sin^2 \varphi}} + 2 \cos \varphi + \sqrt{3} \sin \varphi \right); \quad (11)$$

$$k_3 = k_{33} = k_{12} = k_{21} = -\frac{1}{3\sqrt{3}z} \times \left(\frac{U_d \sin^2 \varphi}{\sqrt{U_c^2 - U_d^2 \sin^2 \varphi}} - \cos \varphi \right), \quad (12)$$

где

$$z = \frac{1}{\sqrt{3}I} (\sqrt{U_c^2 - U_d^2 \sin^2 \varphi} - U_d \cos \varphi). \quad (13)$$

Приведенные соотношения получены путем дифференцирования зависимости между линейными токами и напряжениями дуги для несимметричной системы.

Как видно из формул (11)...(13), значение коэффициента k_{mn} зависит от заданного режима (напряжения дуги U_d) и параметров источника питания (напряжения холостого хода U_c , полного сопротивления z и соотношения между активным и реактивным сопротивлениями $\operatorname{tg} \varphi = \frac{x}{r}$).

При заданном режиме и параметрах силовой цепи в зависимости от соотношения между активным и реактивным сопротивлениями ряд коэффициентов может изменять не только свою величину, но и знак. На рис. 3 приведены кривые изменения коэффициентов k_{mn} при симметричном режиме. Как видно из рис. 3, для заданного режима при углах φ , близких к 60° , коэффициенты k_1 и k_3 могут быть приняты равными нулю. Структурная схема процесса саморегулирования (рис. 4) в этих случаях имеет разомкнутую цепь регулирования со звеньями II и XVII.

4. Коэффициент $k_{cm} = \frac{dV_d}{dI}$ — предел отноше-

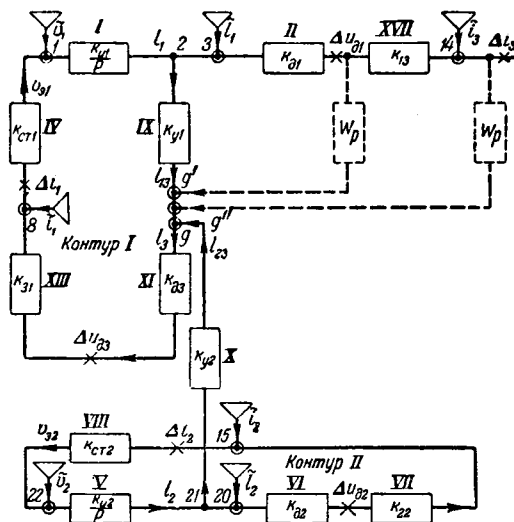


Рис. 4. Упрощенная структурная схема саморегулирования трехфазной сварочной дуги. Условные обозначения см. рис. 2.

ния изменения скорости плавления электрода к вызвавшему его изменению тока — определяется опытным путем. Так, например, при сварке электродами диаметром 3 мм токами 500...1000 а коэффициент k_{cm} изменяется ориентировочно в пределах 0,01...0,02 см/сек·а.

Приведем расчет процесса саморегулирования для симметричного режима, рассмотренного выше, при сварке электродом диаметром 3 мм с флюсом ОСЦ-45 и $\varphi = 59^\circ$; $\alpha_1 = \alpha_2 = 27^\circ$. Коэффициенты структурной схемы для этого режима имеют значения: $k_2 = -14 \frac{a}{\theta}$; значениями k_1 и k_3 пренебрегаем; $k_{y1} = 0,51$; $k_{cm1} = k_{cm2} = 0,01$ см/сек·а; $k_{\partial 1} = k_{\partial 2} = k_{\partial 3} = 15$ в/см.

Анализ устойчивости показывает, что при полностью симметричных режимах всегда соблюдается неравенство (8). Неравенство (9) справедливо при определенном соотношении между параметрами системы. Принимая во внимание уравнения (10)...(12), получаем условие устойчивости в виде:

$$k_y = \operatorname{tg} \alpha > \frac{0,5 - \frac{U_{\partial} \sin^2 \varphi \cos \varphi}{\sqrt{U_c^2 - U_{\partial}^2 \sin^2 \varphi}} - \cos^2 \varphi}{\frac{U_{\partial} \sin^2 \varphi \cos \varphi}{\sqrt{U_c^2 - U_{\partial}^2 \sin^2 \varphi}} + 1 + \cos^2 \varphi}. \quad (14)$$

Следовательно, при заданном режиме сварки и параметрах источника питания угол между электродами должен быть не меньше его предельного значения α_k . Кривая изменений угла α_k в зависимости от угла φ дана на рис. 3. При выбранных параметрах система саморегулирования устойчива, так как $\alpha = 54^\circ \gg \alpha_k \approx 0^\circ$ (рис. 3).

Для анализа переходных процессов в системе рассмотрен случай симметричного изменения напряжения трех фаз сети, например при вклю-

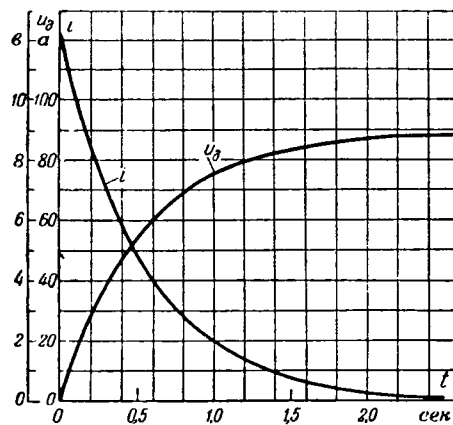


Рис. 5. Переходные процессы в системе саморегулирования трехфазной сварочной дуги при возмущении по напряжению сети.

чении мощной трехфазной нагрузки. Изменение напряжения фаз \tilde{u}_c приводит к эквивалентным равным возмущениям по токам $\tilde{i} = \beta \tilde{u}_c$. Коэффициент

$$\beta = \frac{\tilde{i}}{\tilde{u}_c} = \frac{u_c}{\sqrt{3} z \sqrt{U_c^2 - U_{\partial}^2 \sin^2 \varphi}}. \quad (15)$$

Расчетные выражения, например тока $i_1(t)$ и напряжения $u_{\partial 1}(t)$, для рассматриваемого режима и возмущения $\tilde{u}_c = 7,5$ в имеют вид:

$$u_{\partial 1}(t) = \sum_{k=1}^{k=3} \left| \frac{k_{\partial} k_{cm} k_u [p + k_{\partial} k_{cm} k_2 (k_y - 1)]}{3p^2 - 2pk_{\partial} k_{cm} k_2 (1 + k_y) + k_{\partial}^2 k_{cm}^2 k_2 k_y} e^{pt} \tilde{u}_c \right|_{p=p_k} =$$

$$= 16,6 (0,536 - 0,00625e^{-0,932t} - 0,531e^{-1,868t}); \quad (16)$$

$$i_1(t) = \sum_{k=1}^{k=3} \left| \frac{\beta [p^2 + pk_{\partial} k_{cm} k_2 (k_y - 1) k_u]}{3p^2 - 2pk_{\partial} k_{cm} k_2 (1 + k_y) + k_{\partial}^2 k_{cm}^2 k_2 k_y} e^{pt} \tilde{u}_c \right|_{p=p_k} =$$

$$= 124 (1,0045e^{-1,868t} - 0,00455e^{-0,932t}). \quad (17)$$

На рис. 5 даны расчетные кривые, а на рис. 6 — осциллограммы переходных процессов. Как видно из этих кривых и осциллограмм, для заданного режима длительность переходных процессов составляет около 1 сек, т. е. не больше времени саморегулирования для аналогичного режима при однофазной сварке.

Для оценки статических свойств вычислены статические коэффициенты системы, а по ним — статические ошибки. Определяя статический коэффициент, например для напряжения первой зависимой дуги и возмущения $\tilde{v}_1 = \tilde{v}_2$, имеем:

$$k_{v1u1} = -\frac{1}{k_{cm1} k_y} = -\frac{1}{0,01 (-14) 0,51} = 14 \frac{a}{\text{см/сек}};$$

$$k_{v2u1} = \frac{1}{k_{cm1} k_2} = \frac{1}{0,01 (-14)} = -7,15 \frac{a}{\text{см/сек}}.$$

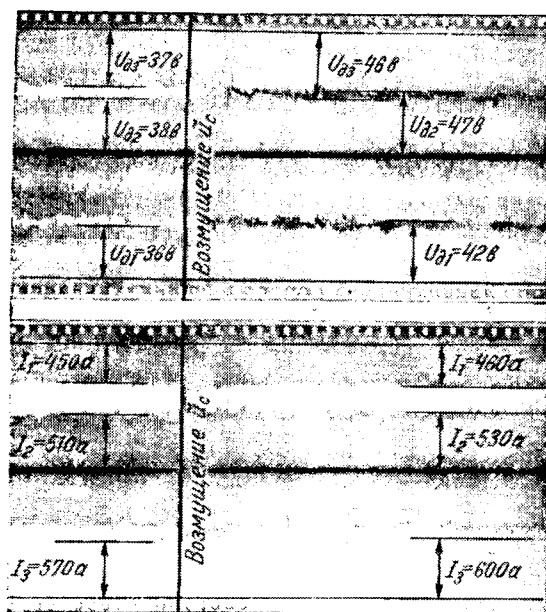


Рис. 6. Осциллограммы отработки возмущения по напряжению сети.

Суммарная статическая ошибка для этой же величины при $\tilde{v}_1 = \tilde{v}_2 = 0,75 \text{ см/сек}$

$$\Delta u_{01} = k_{v1u1} \tilde{v}_1 + k_{v2u1} \tilde{v}_2 = (14 - 7,15)0,75 = 5,1 \text{ в.}$$

Аналогичным образом определены статические ошибки и коэффициенты для других величин. Результаты расчетов даны в табл. 2. Для сравнения

Таблица 2

Статические ошибки в системе саморегулирования трехфазной сварочной дуги (опытные и расчетные данные)

Исуча- емая вели- чина	Возмущение									
	$\tilde{v}_1 + \tilde{v}_2; \tilde{v} = 0,75 \text{ см/сек}$				$\tilde{l}_1 + \tilde{l}_2; \tilde{l} = 0,3 \text{ см}$				$\tilde{u}_{c1} + \tilde{u}_{c2} + \tilde{u}_{c3}; \tilde{u}_c = 7,5 \text{ в}$	
	k_{xz}		Статиче- ская оши- бка		k_{xz}		Статиче- ская оши- бка		k_{xz}	
	Расчет	Опыт	Расчет	Опыт	Расчет	Опыт	Расчет	Опыт	Расчет	Опыт
U_{01}	6,85	5,1	4,0	30	9	5,7	1,13	8,45	5,6	
U_{02}	7,14	5,35	4,5	0	0	1	1,18	8,85	6,0	
U_{03}	7,14	5,35	6,0	0	0	0	1,18	8,85	7,0	
I_1	-100	-75	-85	0	0	0	0	0	10	
I_2	-100	-75	-70	0	0	-15	0	0	20	
I_3	-96	-72	-65	-420	-126	-97	0,64	4,8	30	

Примечание. Опытные данные—средние значения из 5... 10 опытов.

приведены также опытные данные. Сопоставление расчетных и опытных данных показывает, что расчет системы по предлагаемой методике дает возможность судить о качестве работы реальной системы с достаточной для практики точностью.

Анализ расчетных и опытных данных. На основании исследований статических и динамических свойств по полученным выражениям можно сделать ряд выводов.

Существенный недостаток трехфазной системы саморегулирования по сравнению с однофазной заключается в том, что возмущение по длинам дуг отрабатывается не полностью. Случайные изменения длин дуг (например, при блуждании дуги) или изменения уровня ванны при наплавочных работах вызывают отклонения от заданных значений всех трех напряжений и тока в изделии. Возмущения по другим параметрам также приводят к изменению режима сварки. Поэтому очень сложно поддерживать в процессе сварки неизменным заданный режим сварки. При малых углах наклона электродов система саморегулирования может быть неустойчивой [Л. 6].

Расчет симметричной системы саморегулирования, подтвержденный экспериментальным ее исследованием, показывает, что в ряде случаев при определенных соотношениях между активным и индуктивным сопротивлениями сварочной цепи (например, при $\varphi = 60^\circ$) работа системы саморегулирования особенно мало стабильна. Малая стабильность таких режимов сварки объясняется тем, что в этих случаях саморегулируются только две дуги: одна из зависимых дуг (при прямой последовательности фаз—вторая) и независимая дуга, так как отклонения длины и напряжения этих дуг вызывают изменения одного из токов в электроде и скорости его плавления (контур I и II структурной схемы рис. 4). Другая зависимая дуга (первая) не саморегулируется, так как при отклонениях ее длины и напряжения изменяется только ток в изделии (разомкнутая цепь $k_{01} — k_{13}$). Таким образом, возмущения по параметрам этой дуги и току в изделии отрабатываться не будут. Возмущения по параметрам других дуг отрабатываются в процессе саморегулирования второй зависимой и независимой дуг. Отработка этих возмущений вызывает дополнительное, неотрабатываемое первой зависимой дугой изменение ее напряжения и тока в изделии. Горение дуги более стабильно при других параметрах питающей системы, когда существует взаимная зависимость между всеми токами и напряжениями дуг ($k_1 \neq 0$; $k_3 \neq 0$; цепь $k_{01} — k_{13}$ замкнута), как, например, при угле φ , близком к 0° (рис. 3), т. е. при включении в силовую цепь балластных реостатов.

Проведенный анализ и расчет системы саморегулирования позволяют сделать важный практический вывод: повышение стабильности трехфазной сварки возможно путем включения систем принудительного регулирования, действующих в функции напряжения несаморегулирующейся первой зависимой дуги или зависящего от него тока в изделии, т. е. замыкающих разомкнутую цепь регулирования системы саморегулирования, как это показано на рис. 4. Практика работы на автоматах для трехфазной сварки подтверждает это положение: в настоящее время, как уже указывалось, нашли применение регуляторы, изменяющие в функции этих величин расстояние между электродами (l_3) и расстояния от конца электродов до изделия (l_1 и l_2). Кроме повышения

Графоаналитический расчет характеристик двухтактных магнитных усилителей

Инж. М. Е. ПОЮРОВСКИЙ

Ленинград

Двухтактные магнитные усилители широко применяются в следящих системах и устройствах автоматического регулирования. Основным назначением их является реверсивное управление исполнительными двигателями, электромашинными усилителями, электромагнитами или двумя реле. Управление осуществляется непосредственно или через промежуточные каскады усиления, в качестве которых применяются обычно также двухтактные магнитные усилители. Двухтактные магнитные усилители используются и в качестве нулевых индикаторов в компенсационных схемах.

Основными эксплуатационными особенностями двухтактных магнитных усилителей является отсутствие тока на выходе при сигнале, равно нулю, и изменение направления или фазы тока на выходе при изменении полярности сигнала. Благодаря симметричности плеч двухтактные

магнитные усилители по сравнению с одноктактными обладают более высокой стабильностью характеристик [Л. 1].

Несмотря на широкое применение двухтактных магнитных усилителей, вопросу их расчета посвящено значительно меньше работ [Л. 2, 3 и 4], чем одноктактным, и существующие методы расчета не являются исчерпывающими. В настоящей работе предлагается графоаналитический метод расчета характеристик двухтактных магнитных усилителей, основанный на применении метода холостого хода и короткого замыкания к нелинейным цепям. Предполагается, что токи и напряжения в усилителе близки к синусоидальным.

Различают три основных типа двухтактных магнитных усилителей: 1) дифференциальный, когда через нагрузку проходит разность токов двух дросселей с подмагничиванием (рис. 1); 2) мостовой, когда дроссели с подмагничиванием включены в противоположные плечи моста, а нагрузка — в диагональ моста; 3) трансформаторный, когда нагрузка подключается последовательно к встречно включенным вторичным обмоткам двух трансформаторов с подмагничиванием.

Другие типы двухтактных магнитных усилителей в основном являются различными модификациями этих трех основных типов. Теоретические и экспериментальные исследования показывают, что выражения, описывающие характеристики всех трех типов усилителей, идентичны [Л. 2], поэтому мы подробно остановимся на расчете характеристик дифференциального двухтактного магнитного усилителя, лишь кратко отмечая различия и особенности двух других типов.

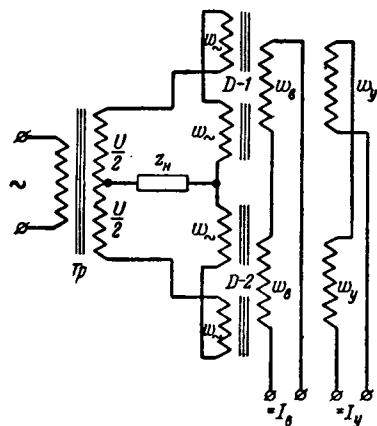


Рис. 1.

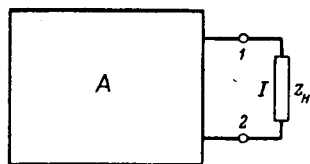


Рис. 2.

стабильности сварки, эти регуляторы, как показывает практика, упрощают настройку системы на заданный режим. Анализ структуры саморегулирования показывает, что следует также ожидать повышения стабильности сварки при включении системы с зависимой от тех же регулируемых величин скоростью подачи электрода.

Изучение свойств перечисленных регуляторов, работающих совместно с системой саморегулирования или в качестве необходимой составной части многократных систем принудительного регулирования, сравнение их и выбор наиболее рациональной системы должны составить задачу дальнейших исследований в области автоматического регулирования трехфазной сварочной дуги.

Литература

1. Г. П. Михайлов. Технология сварки трехфазной дугой. Машгиз, 1952.
2. Г. М. Каспржак и Л. Е. Алехин. Вопросы теории саморегулирования при сварке плавящимся электродом. Электричество, № 5, 1953.
3. Г. М. Каспржак, В. М. Шитова. Структурная классификация и сравнительный анализ систем автоматического регулирования процесса дуговой сварки. Известия АН СССР, ОТН, № 1, 1951.
4. Г. М. Каспржак и В. М. Шитова. Некоторые приемы изучения линейных систем по структурным схемам. Сборник трудов Секции электросварки АН СССР. Вып. 1, Издательство АН СССР, 1952.
5. В. М. Шитова. Одно эквивалентное преобразование структурных схем линейных систем. Известия АН СССР, ОТН, № 8, 1954.
6. К. И. Тимофеев. Режим трехфазной дуги и его поддержание. Автоматическая сварка, № 6, 1953.

[13. 7. 1955]



Представим двухтактный магнитный усилитель в виде активного нелинейного двухполюсника, нагруженного на сопротивление нагрузки усилителя z (рис. 2). Уравнение этой эквивалентной схемы можно записать в следующем виде:

$$U_s(I) + I^2 z_n^2 + 2U_s I z_n \cos(\varphi_s - \varphi) = U_x^2, \quad (1)$$

где $U_s(I)$ — вольтамперная характеристика внутреннего сопротивления нелинейного двухполюсника;

I — ток, протекающий через нагрузку;

z_n — полное сопротивление нагрузки;

φ_s — сдвиг по фазе между током и напряжением на внутреннем сопротивлении двухполюсника;

φ — сдвиг по фазе между током и напряжением нагрузки;

U_x — напряжение холостого хода двухполюсника.

Для решения уравнения (1) необходимо определить фазо-вольтамперную характеристику внутреннего сопротивления двухполюсника $\dot{U}_s = F(I)$ и напряжение холостого U_x . Ниже будет показано, что для построения фазо-вольтамперной характеристики $\dot{U}_s = F(I)$ необходимо и достаточно иметь зависимости напряжения холостого хода и тока короткого замыкания двухполюсника от какой-либо независимой переменной. Ввиду того, что одной из основных задач при расчете магнитных усилителей является определение зависимости тока на выходе от сигнала, целесообразно в качестве независимой переменной при построении характеристик холостого хода и короткого замыкания выбрать сигнал I_y .

Таким образом, первым этапом при расчете характеристик двухтактных магнитных усилителей должно быть определение характеристик холостого хода и короткого замыкания:

$$\left. \begin{aligned} U_x &= f_1(I_y); \\ I_n &= f_2(I_y). \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

Рассмотрим дифференциальный магнитный усилитель в режиме холостого хода ($z_n = \infty$) и короткого замыкания ($z_n = 0$). Напряжение холостого хода равно разности падения напряжения на дросселе $D-1$ и дросселе $D-2$ (рис. 1), деленной пополам. Принимая во внимание, что

$$U_0 = 4kf2\omega_{\sim} SB \cdot 10^{-8} \quad (3)$$

и что дроссели $D-1$ и $D-2$ идентичны, можно записать:

$$U_x = 2kf2\omega_{\sim} S(B_1 - B_2) 10^{-8}, \quad (4)$$

где f — частота источника питания, $гц$;

ω_{\sim} — число витков обмотки переменного тока на каждом сердечнике дросселя;

S — площадь сечения стали сердечника, $см^2$;

B — амплитудные значения переменной составляющей индукции в сердечниках соответствующих дросселей, $гс$;

k — коэффициент, принимаемый равным 1,11 для действующих значений U_0 и равным 1 — для средних значений U_0 .

Значения индукции в сердечниках дросселей определяются напряжением источника питания U и напряженностями подмагничивающих полей в сердечниках каждого дросселя ($H_{=1}$ и $H_{=2}$). В зависимости от полярности сигнала напряженность подмагничивающего поля одного дросселя определяется как сумма напряженностей, создаваемых токами в обмотках вспомогательного подмагничивания и управления, в другом — как разность этих величин:

$$\left. \begin{aligned} H_{=1} &= \frac{0,4\pi}{l} (I_s \omega_s + I_y \omega_y); \\ H_{=2} &= \frac{0,4\pi}{l} (I_s \omega_s - I_y \omega_y), \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

где $H_{=}$ — напряженность подмагничивающего поля, $эр$;

I_s — ток вспомогательного подмагничивания, $а$;

ω_s — число витков обмотки вспомогательного подмагничивания;

I_y — ток управления;

ω_y — число витков обмотки управления;

l — длина средней силовой линии сердечника.

Зависимость разности индукций в сердечниках обеих катушек от тока управления при определенных значениях напряжения питания U и тока вспомогательного подмагничивания I_s может быть определена по кривым одновременного намагничивания переменным и постоянным полями $B = f(H_{\sim}; H_{=})$, где H_{\sim} — амплитудное значение переменной составляющей напряженности магнитного поля ($эр$). Для построения зависимости $\Delta B = B_1 - B_2 = f_1(I_y)$ на семейство кривых $B = f(H_{\sim}; H_{=})$ следует наложить семейство $B_c - B = B_c - f(H_{\sim}; H_{=})$ (рис. 3). B_c определяется выражением:

$$B_c = \frac{U \cdot 10^8}{4kf2\omega_{\sim} S}. \quad (6)$$

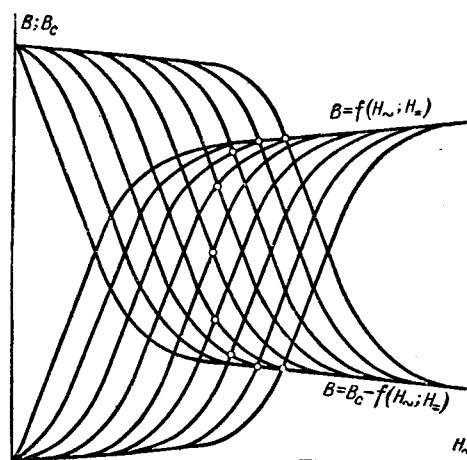


Рис. 3.

Будем считать, что семейство $B = f(H_{\sim}; H_{\sim})$ относится к дросселю $D-1$, а семейство $B_c = f(H_{\sim}; H_{\sim})$ — к дросселю $D-2$. Точки пересечения кривых обоих семейств, соответствующих одному значению тока управления, определяют индукции в каждом дросселе B_1 и B_2 . По этим точкам можно построить кривую зависимости разности индукций от тока управления или напряженности магнитного поля H_y , обусловленной этим током:

$$\Delta B = B_1 - B_2 = f_1(I_y), \quad (7)$$

а следовательно, характеристику холостого хода магнитного усилителя (рис. 4).

Ток короткого замыкания I_{κ} дифференциального магнитного усилителя ($z_{\kappa} = 0$) равен алгебраической разности токов, протекающих через дроссели $D-1$ и $D-2$ (I_1 и I_2):

$$I_{\kappa} = I_2 - I_1. \quad (8)$$

Следует отметить, что в целях упрощения мы пренебрегаем потерями в дросселях, внося при этом в расчет определенную погрешность. Учитывая, что

$$I_{\sim} = \frac{2 k l H_{\sim}}{0,4 \pi^2 \omega_{\sim}},$$

выражение (8) может быть переписано в виде:

$$I_{\kappa} = \frac{2 k l}{0,4 \pi^2 \omega_{\sim}} (H_{\sim 2} - H_{\sim 1}), \quad (9)$$

где $H_{\sim 1}$ и $H_{\sim 2}$ — переменная составляющая напряженности магнитного поля в дросселях $D-1$ и $D-2$.

Из выражения (9) следует, что для определения зависимости тока короткого замыкания дифференциального магнитного усилителя от тока управления I_y (или напряженности магнитного поля, вызванного этим током) достаточно построить зависимость разности переменных составляющих напряженности поля обоих дросселей от H_y . Данное построение производится по кривым одновременного намагничивания переменным и постоянным полями. Действительно, переменные составляющие напряженности поля каждого дросселя определяются индукцией в сердечниках и значением подмагничивающего поля. Независимо от значения сигнала индукция в сердечниках обоих дросселей

$$B_k = \frac{1}{2} B_c = \frac{U \cdot 10^8}{2 \cdot 4 \pi f 2 \omega_{\sim} S}, \quad (10)$$

а напряженность подмагничивающего поля в каждом дросселе определяется выражениями (5). Задаваясь различными значениями I_y , по кривым $B = f(H_{\sim}; H_{\sim})$ легко построить зависимость

$$\Delta H_{\sim} = H_{\sim 2} - H_{\sim 1} = f_2(I_y) \quad (11)$$

и, следовательно, характеристику короткого замыкания магнитного усилителя (рис. 4).

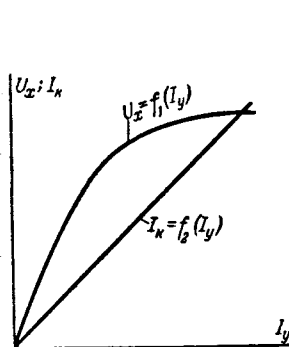


Рис. 4.

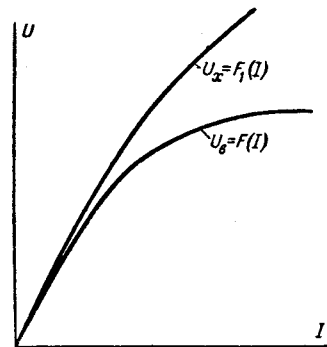


Рис. 5.

Нетрудно видеть, что для мостового и трансформаторного магнитных усилителей зависимости (7) и (11) определяются аналогичным образом. Выражения (4), (9) для мостового усилителя и (6), (10) для трансформаторного остаются без изменения. В выражения (6) и (10) для мостового усилителя следует ввести коэффициент $\frac{1}{2}$ и в (4) и (9) для трансформаторного —

соответственно $2n$ и $\frac{1}{2n}$, где n — коэффициент трансформации. Следует отметить, что для трансформаторного усилителя в выражениях (4), (6), (9) и (10) под ω_{\sim} понимается число витков первичной обмотки на каждом сердечнике.

Вторым этапом при расчете характеристик двухтактных магнитных усилителей является построение вольтамперной характеристики внутреннего сопротивления $U_g = F(I)$. Точки этой характеристики определяются напряжением холостого хода U_x и током короткого замыкания I_{κ} , соответствующими одному и тому же значению сигнала. Действительно, при коротком замыкании двухполюсника (рис. 2) напряжение холостого хода равно падению напряжения на его внутреннем сопротивлении. Следовательно, построенная характеристика является вольтамперной характеристикой внутреннего сопротивления двухполюсника в режиме короткого замыкания. В силу того, что внутреннее сопротивление двухполюсника является лишь функцией тока, то построенная для частного значения зависимость справедлива для любого режима и поэтому является вольтамперной характеристикой его внутреннего сопротивления.

Таким образом, задаваясь различными значениями I_y , по характеристикам холостого хода и короткого замыкания легко построить необходимую вольтамперную характеристику (рис. 5). Очевидно, что если мы пренебрегаем потерями в катушке, угол φ сдвига фазы между током и напряжением на внутреннем сопротивлении магнитного усилителя равен $\frac{\pi}{2}$.

Построив характеристики $U_g = F(I)$ и $U_x = f_1(I_y)$ и зная z_{κ} и φ , можно приступить к построению зависимости тока на выходе от тока управления $I = f(I_y)$.

Для этого необходимо, подставляя в выражение (1) различные значения тока нагрузки, вычислить зависимость $U_x = F_1(I)$ (рис. 5). Далее, исключая из зависимостей $U_x = f_1(I_y)$ и $U_x = F_1(I)$ напряжение холостого хода U_x , построить основную характеристику двухтактного магнитного усилителя $I = f(I_y)$ (рис. 6).

Отметим, что рассматриваемый метод расчета можно применить и в тех случаях, когда сопротивление нагрузки является нелинейным. Тогда характеристику $U_x = F_1(I)$ следует рассчитывать с учетом зависимости модуля и фазы сопротивления нагрузки от тока I .

Во многих практических случаях, а также и для дальнейшего расчета тока в плечах магнитного усилителя необходимо знать угол сдвига по фазе β между напряжением на нагрузке U и напряжением питания. Очевидно, что напряжение холостого хода магнитного усилителя совпадает по фазе с напряжением питания и поэтому

$$\beta = \arccos \frac{z_n I - U_s \sin \varphi}{U_x}. \quad (12)$$

Зная зависимости $I = f(I_y)$, $U_s = F(I)$ и $U_x = f(I_y)$, легко построить $\beta = f(I_y)$.

Обратимся теперь к определениям напряжения и токов в плечах усилителя. Для этого рассмотрим векторную диаграмму (рис. 7), из которой видно, что падение напряжения в плечах с учетом выражения (12) определяется формулой

$$U_{1,2}^2 = \frac{1}{4} U^2 + U_n^2 \pm U U_n \frac{U_x - U_s \sin \varphi}{U_x}; \quad (13)$$

знак плюс относится к одному плечу, а минус — к другому. Выражение (13) позволяет определить падение напряжения в плечах усилителя при любом значении сигнала. Зная эти напряжения, можно найти токи в плечах. Для этого, вычислив соответствующие значения переменной составляющей индукций B_1 и B_2 по кривым $B = f(H_{\sim}; H_{\sim-})$, находим $H_{\sim 1}$ и $H_{\sim 2}$ и, следовательно, токи в плечах I_1 и I_2 . Очевидно, что, рассчитав токи I_1 и I_2 , легко можно опре-

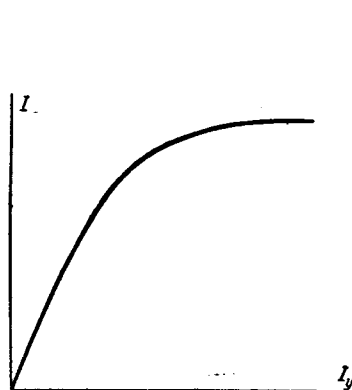


Рис. 6.

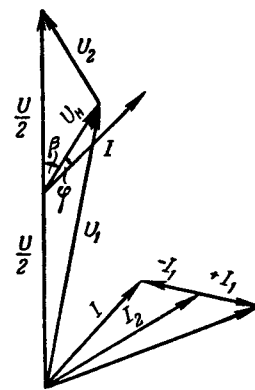


Рис. 7.

делить потребляемые из сети ток и мощность, а также к. п. д. усилителя.

В силу того, что после расчета характеристик холостого хода и короткого замыкания схемы мостового и трансформаторного магнитного усилителей заменяются одинаковой эквивалентной схемой (рис. 2), изложенная методика расчета зависимостей $I = f(I_y)$ и $\beta = f(I_y)$ справедлива и для этих усилителей.

В заключение следует отметить, что эквивалентная схема, к которой изложенным способом приведены двухтактные магнитные усилители, дает возможность рассчитать зависимость $U_x = F_1(I)$ графическими методами, предложенными П. Л. Калантаровым [Л. 5], Р. А. Вороновым и Г. Ф. Пономаревым [Л. 6].

Литература

1. М. А. Розенблат. Экспериментальное исследование магнитных усилителей с обратной связью. Автоматика и телемеханика, № 3, 1947.
2. М. А. Розенблат. Магнитные усилители. Госэнергоиздат, 1949.
3. Л. А. Бессонов. Электрические цепи со сталью. Госэнергоиздат, 1948.
4. И. Д. Пашенцев. Приближенный расчет магнитных усилителей. Сборник научных трудов ЛЭИИЖТ, вып. IV, 1952.
5. Л. Р. Нейман и П. Л. Калантаров. Теоретические основы электротехники. Госэнергоиздат, т. II, 1954.
6. Р. А. Воронов и Г. Ф. Пономарева. Круговые диаграммы при исследовании нелинейных цепей. Электричество, № 12, 1951.

[7.7. 1955]



Универсальная система электромагнитных единиц

Доктор техн. наук, проф. И. Г. КЛЯЦКИН

Ленинград

В настоящее время, когда предстоит сделать окончательный выбор системы единиц, охватывающей электромагнитные величины, необходимо еще раз критически рассмотреть имеющиеся предложения. До сего времени серьезно мог идти разговор лишь о системе CGS (гауссовой системе) в рационализированном и нерационализированном вариантах и о системе МКСА.

Так как система CGS очень неудобна для практических расчетов, почти все инженеры приняли систему МКСА. Она приобретает все большее число приверженцев и все большее количество книг основывается на этой системе. Не надо, однако, упускать из виду то обстоятельство, что имеется еще значительное количество противников этой системы, особенно среди физиков, которые принципиально отвергают эту систему не из консерватизма, как думают некоторые авторы, а из-за существенных недостатков системы МКСА. Главным пороком этой системы является введение диэлектрической и магнитной проницаемостей вакуума — величин, не имеющих физического обоснования.

Электромагнитное поле в вакууме характеризуется лишь одним электрическим и одним магнитным векторами. Исторически получилось так, что электрическое поле характеризуется вектором напряженности поля E , а магнитное поле — вектором магнитной индукции B . В вещественной среде (диэлектрике) электрические диполи создают дополнительное поле с напряженностью P и суммарное поле определяется вектором электрической индукции $D = E + P$. В вакууме нет основания вводить новый вектор электрической индукции, так как $D \equiv E$. В принятой системе МКСА уравнение для электрического поля в вакууме $D = \epsilon_0 E$ есть лишь переход от размерности вольт на метр к размерности кулон на квадратный метр и никакого другого физического значения не имеет.

Также обстоит дело и с магнитным полем, где присутствие вещества вызывает появление вектора напряженности поля H помимо вектора магнитной индукции B .

Введение двух величин для характеристики поля в отсутствии вещественной среды противоречит физике явлений, и уравнения для вещественной среды, например

$$D = \epsilon_0 E + P,$$

производят впечатление надуманных.

Система МКСА имеет еще ряд других недостатков, которые сильно сказываются, когда приходится описывать электромагнитные явления в телах, движущихся с большими скоростями. Так, эквивалентное электрическое поле в системе, движущейся со скоростью v , определяется векторами

$$E' = \frac{1}{\sqrt{1-\beta^2}} \{E + [v, B]\};$$
$$D' = \frac{1}{\sqrt{1-\beta^2}} \left\{ D + \frac{1}{c^2} [v, H] \right\},$$

а эквивалентное магнитное поле соответственно векторами

$$H' = \frac{1}{\sqrt{1-\beta^2}} \{H - [v, D]\};$$
$$B = \frac{1}{\sqrt{1-\beta^2}} \left\{ B - \frac{1}{c^2} [v, E] \right\}.$$

Коэффициент $\frac{1}{c^2}$ — явно лишний. Объясняется

он лишь тем, что в системе МКСА напряженность электрического поля и магнитная индукция имеют различную размерность (в отличие от системы CGS), хотя в четырехмерном континууме это лишь различные слагающие тензора напряженности электромагнитного поля.

Точно так же скалярный потенциал выражается в вольтах, а векторный потенциал в вольт-секундах на метр (веберах на метр), хотя они являются слагающими четырехмерного потенциала. Во избежание всего этого желательно, чтобы все векторы напряженности поля и индукции (E , D , H и B) имели одну и ту же размерность.

Автор предложил¹ изменение системы МКСА, которое сохраняет преимущества этой системы и избавляет от ее недостатков. В этой системе, которая была названа *универсальной*, основные уравнения электромагнитного поля принимают такой вид:

$$\operatorname{rot} H = \frac{1}{c} \frac{\partial D}{\partial t} + \frac{k_0}{c} i; \quad \operatorname{div} D = k_0 \rho;$$

$$\operatorname{rot} E = -\frac{1}{c} \frac{\partial B}{\partial t}; \quad \operatorname{div} B = 0,$$

где i — плотность тока проводимости;
 ρ — объемная плотность заряда.

В отсутствии вещественной среды (в вакууме)

$$D = E; \quad H = B.$$

При наличии вещественной среды

$$D = \epsilon E, \quad H = \frac{1}{\mu} B,$$

где ϵ и μ — электрическая и магнитная проницаемости — относительные величины (которые в системе МКСА называются относительными проницаемостями).

В универсальной системе единиц вводится лишь один коэффициент

$$k_0 = 4\pi \cdot 10^{-7} c^2 \approx 36\pi \cdot 10^9$$

с размерностью вольт-метр на кулон (метр на фараду). Он наиболее ясно проявляется в законе Кулона:

$$F = k_0 \frac{q_1 q_2}{4\pi r^2}$$

¹ „Радиотехника“, № 1, 1954.

и является лишь коэффициентом, обязанным своим появлением выбранной системе единиц. Никакого другого физического смысла он не имеет. Хотя $k_0 = \frac{1}{\epsilon_0}$, но эта замена подчеркивает, что k_0 лишь коэффициент, аналогичный постоянной тяготения k в формуле закона тяготения:

$$F = k \frac{m_1 m_2}{r^2}.$$

Коэффициент k_0 следовало бы назвать электрической постоянной.

В универсальной системе единиц остаются ампер, кулон, вольт, ом, джоуль, ватт, фарада, генри, меняются магнитные единицы.

Так как закон электромагнитной индукции определяется уравнением

$$\mathcal{E} = -\frac{1}{c} \frac{d\Phi}{dt},$$

то магнитный поток выражается в вольт-метрах.

Чтобы отметить отличие магнитного поля от электрического, можно единицу магнитного потока назвать особо, аналогично тому, как это было сделано в системе МКСА (вебер, вольт-секунда). Назовем эту единицу „максвеллом“; она в 3 раза меньше старого максвелла. Магнитная индукция выражается в вольтах на метр или в „максвеллах“ на квадратный метр. Эта новая единица магнитной индукции равна $\frac{1}{3} 10^{-4}$ гауссов. Напряженность магнитного

поля выражается в вольтах на метр (или в максвеллах на квадратный метр). Новая единица в 120π раз меньше, чем ампер на метр.

К недостаткам универсальной системы можно отнести:

1) более сложную форму уравнений, особенно для энергетических соотношений, например

$$W_e = \frac{1}{2k_0} ED; \quad W_m = \frac{1}{2k_0} HB; \quad S = \frac{c}{k_0} [E, H];$$

2) введение новых единиц, причем единица магнитной индукции мала.

Радиоинженеры могут быть будут протестовать против уничтожения „характеристического сопротивления вакуума“ $z_c = 120\pi$ ом, так как в универсальной системе единиц в плоской электромагнитной волне $E=H$.

К достоинствам универсальной системы надо отнести:

1) избавление от надуманных величин ϵ_0 и μ_0 ;

2) выражение всех векторов напряженности поля и индукции (E , D , H и B) в вольтах на метр, скалярного и векторного потенциала в вольтах.

Эквивалентные электрическое и магнитное поля в движущихся системах выражаются естественными уравнениями:

$$E' = \frac{1}{\sqrt{1-\beta^2}} \left\{ E + \frac{1}{c} [\mathbf{v}, \mathbf{B}] \right\};$$

$$\mathbf{B}' = \frac{1}{\sqrt{1-\beta^2}} \left\{ \mathbf{B} - \frac{1}{c} [\mathbf{v}, \mathbf{E}] \right\}.$$

Большим преимуществом с нашей точки зрения является то, что книги, написанные с применением универсальной системы единиц, будут легко восприниматься теми, кто привык к системе CGS. Действительно, для перехода к нерационализированной системе CGS надо лишь k_0 заменить 4π , для перехода к рационализированной системе k_0 заменяется единицей. Никаких других изменений в формулах делать не надо. Поэтому система и была названа *универсальной*.

Несомненные достоинства системы и небольшие с нашей точки зрения недостатки заставляют предложить ее к обсуждению, так как она может объединить всех, кто работает в области электромагнетизма.

[21.2. 1955]



О скользящих разрядах по поверхности трансформаторного масла

Кандидат техн. наук И. Е. БАЛЫГИН

Ленинград

В литературе можно найти много данных о перекрытиях по поверхности твердых диэлектриков, погруженных в изолирующие жидкости. Значительно меньше материала опубликовано по скользящим разрядам по поверхности соприкосновения тех или иных изолирующих жидкостей с воздухом, несмотря на то, что такого рода данные также представляют практический интерес.

В отношении величин перекрывающих напряжений была предложена формула [Л. 1].

$$U_{пер} = \sqrt[5]{\frac{l}{KC_s^2} \frac{1}{\sqrt[20]{\frac{du}{dt}}}} [\kappa\theta],$$

где l — длина искры;

C_s — удельная поверхностная емкость, $\phi/\text{см}^2$;

K — постоянная, равная для импульсов положительной полярности $39 \cdot 10^{15}$, для отрицательной $33 \cdot 10^{15}$.

Таким образом, физико-химический состав диэлектрика в этой формуле представлен только величиной диэлектрической проницаемости, входящей в C_s . Между тем из опытов известно, что процессы перекрытий, например, по поверхности стекла, помещенного в жидкости с мало различающимися диэлектрическими проницаемостями (трансформаторное масло и ксилол), протекают неодинаково. Об этом можно судить по различным фигурам клидограмм [Л. 2]. При изучении процессов адсорбции на поверхностях раздела жидкостей с воздухом обнаружено существование электрического поля [Л. 3]. Из этого непосредственно следует, что величина перекрывающего напряжения должна сильно зависеть от полярности электрода, соприкасающегося с жидкостью.

Для того чтобы получить дополнительные данные о явлениях, связанных с перекрытиями по поверхностям соприкосновения трансформаторного масла повышенной очистки и воздуха, нами были проведены некоторые опыты с импульсным напряжением. При этом были выявлены новые закономерности, важные для изучения подобного рода явлений.

Опыты производились при комнатной температуре и относительной влажности воздуха 50%. Чтобы, по возможности, не ограничивать силу тока в разрядном канале при пробоях и перекрытиях и не вызывать лидерного процесса, демпфирующие сопротивления у импульсного генератора были зашунтированы и опыты производились с импульсами, у которых вертикальные колебания на гребне волны сглажены не были. Каналы разрядов фотографировались, а форма волны импульса осциллографировалась высоковольтным катодным осциллографом, проградуированным для измерительных целей. При повторе-

нии опытов до 6—8 раз осциллограммы в пределах статического разброса получались воспроизводимыми.

Трансформаторное масло наливалось в латунный противень диаметром 110 см на высоту 1,8 см. Импульсное напряжение подавалось на стальное острие или латунный диск диаметром 10 см. Эти электроды приводились в соприкосновение с поверхностью масла в центре плоскости — противня. Схема опытов показана на рис. 1.

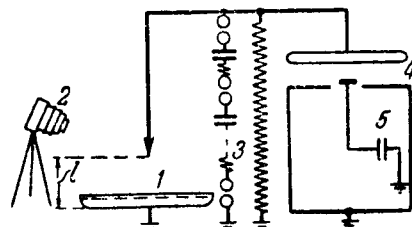
На рис. 2 представлены фотографии разрядов по поверхности соприкосновения трансформаторного масла и воздуха при различной полярности острия и диска. В случае положительного острия перекрывающее напряжение оказалось больше, чем при отрицательном. Для воздуха, например, как хорошо известно, существует обратное соотношение.

Из рис. 2, а и в видно, что при перекрытии с положительного острия и диска структура канала получается елочной и канал имеет многочисленные зигзаги. На рис. 2, в примечателен разрядный канал слева. Здесь хорошо различим зигзаг, образовавшийся вследствие подпрыгивания канала в воздух. В случае перекрытий с отрицательного острия и диска таких подпрыгиваний в воздух, ветвлений и зигзагов почти не наблюдалось.

Влияние полярности на величину перекрывающего напряжения по поверхности соприкосновения трансформаторного масла и воздуха вопреки существующим представлениям [Л. 1] оказалось весьма значительным. Процесс перекрытия по такой поверхности развивается в более благоприятных условиях по сравнению с воздухом. По характеру перекрытий и по величине перекрывающего напряжения можно прийти к заключению о том, что развитие разряда с положительных электродов происходит как бы при некотором противодействии определенных явлений, возникающих на поверхности соприкосновения. В связи с этим решено было выяснить вопрос о влиянии таких противодействующих явлений на длительность формирования перекрытий. Можно было предполагать, что в случае перекрытий с отрицательного острия формирование разряда будет развиваться быстрее.

При данных опытах время формирования разряда определялось при помощи ультравысоких

Рис. 1.
Схема установки.
1 — противень с трансформаторным маслом; 2 — фотоаппарат; 3 — импульсный генератор; 4 — емкостной делитель напряжения; 5 — пластины катодного осциллографа.



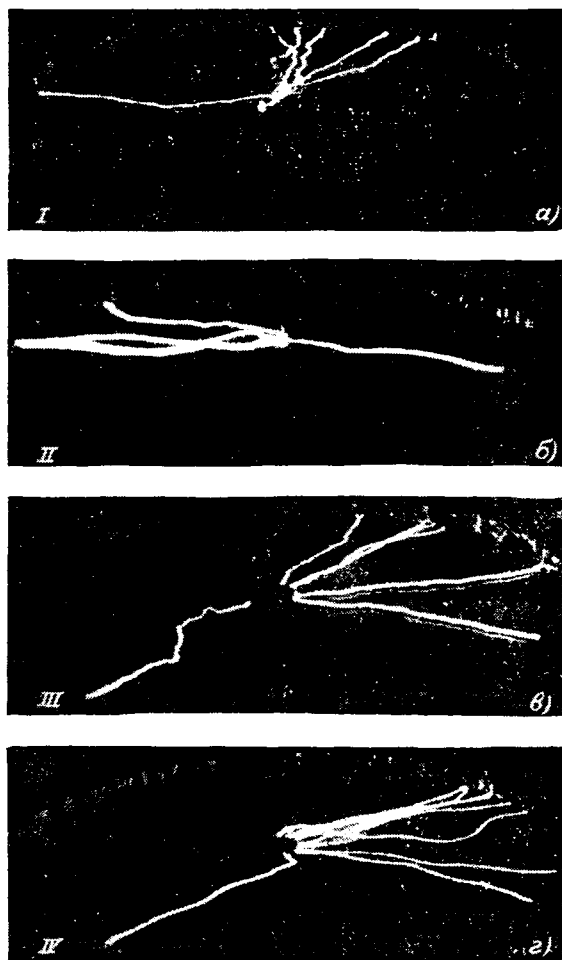


Рис. 2. Фотографии разрядных каналов по поверхности соприкосновения трансформаторного масла и воздуха. а—положительное острие; б—отрицательное острие; в—положительный диск; г—отрицательный диск.

колебаний с периодом $3 \cdot 10^{-8}$ сек, которые накладывались на пластины времени катодного осциллографа. При этом на осциллограммах возникали поперечные колебания, хорошо различимые на фронте и срезе волны при перекрытии. По числу периодов можно было определить динамику развития процесса во времени. По этим осциллограммам на рис. 3 построены кривые снижения напряжения при развитии пробоя в зависимости от времени. За 100% принята амплитуда импульса, при которой началось формирование пробоя, т. е. началось заметное падение напряжения. Из кривых рис. 3 видно, что в случае отрицательного острья формирование разряда действительно протекает очень быстро и заканчивается за время $\sim 2,5 \cdot 10^{-7}$ сек. При положительном же острие этот процесс растягивается примерно на $1,8 \cdot 10^{-6}$ сек.

Менее благоприятное развитие разряда при положительном острие можно объяснить положительной электризацией поверхности трансформаторного масла в момент формирования разряда, как это имеет место, например, при пробоях воздушных промежутков с барьерами из твердых диэлектриков [Л. 5 и 6]. Такая электризация

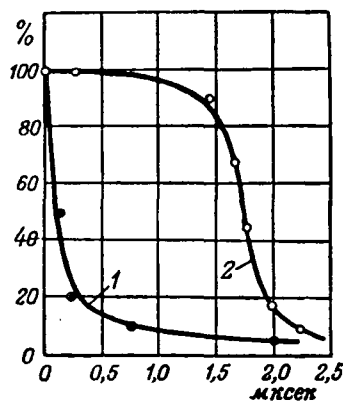


Рис. 3. Снижение напряжения при формировании перекрытий по поверхности трансформаторного масла в зависимости от времени.

1—отрицательное острие;
2—положительное острие.

могла происходить только во время статистического запаздывания перекрытия. Если влияние электризации велико при соприкосновении острья с поверхностью трансформаторного масла, то оно должно быть значительным и в том случае, если острие поместить в воздухе, а трансформаторное масло будет служить просто барьером на пути разряда. Для проверки этого положения были произведены соответствующие опыты, которые дали возможность получить некоторое представление о механизме формирования перекрытия. Разряды с острья фотографировались и осциллографировались при различных отдалениях его от поверхности трансформаторного масла, налитого в тот же заземленный противень и тоже на высоту 1,8 см. На острие также подавались импульсы различной полярности.

Из фотографий разрядов с положительного острья (рис. 4) видно, что разрядный канал в большинстве случаев как бы отталкивается от поверхности трансформаторного масла и идет

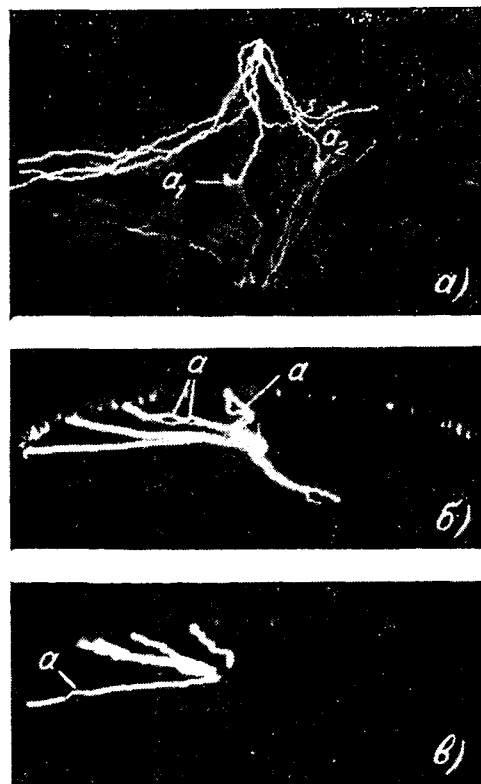


Рис. 4. Фотографии пробоя с положительного острья и диска.

а—расстояние от острья до поверхности масла 29,2 см; б—острие соприкасается с поверхностью масла; в—диск соприкасается с поверхностью масла.

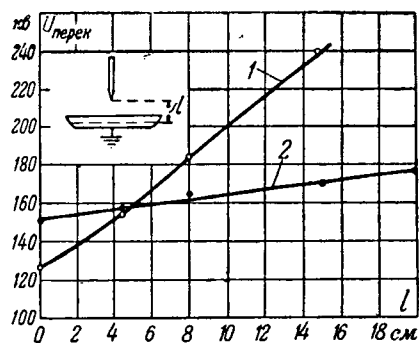


Рис. 5. Пробивные и перекрывающие напряжения в зависимости от расстояния между острием и поверхностью трансформаторного масла.

1—отрицательное острие; 2—положительное острие.

над ней; в отдельных случаях разрядные каналы попадают на поверхность масла, после чего идут или по его поверхности, или в месте соприкосновения канала с трансформаторным маслом происходит пробой последнего.

Совершенно иная картина получалась при разрядах с отрицательного острия. В этих случаях разряд развивается вертикально к центру противня. При подходе к поверхности трансформаторного масла разрядный канал поворачивает почти под прямым углом и продолжает свой путь уже по поверхности соприкосновения. При этом нужно заметить, что в случае одной латунной плоскости — противня без масла, разряд заканчивался около центра противня вне зависимости от полярности острия.

На рис. 5 построены кривые пробивных и перекрывающих напряжений с положительного и отрицательного острий в зависимости от расстояния между ними и поверхностью трансформаторного масла. Из кривых видно, что влияние барьера из трансформаторного масла на величину пробивного напряжения получилось также сильно зависящим от полярности острия.

Осциллографирование этих перекрытий без сколько-нибудь значительных перенапряжений показало, что и здесь длительность формирования пробоя воздушных промежутков при положительной полярности острия больше, чем при отрицательной. По этим данным на рис. 6 построены кривые снижения напряжения при пробое. Из этих кривых видно, что по сравнению со случаем соприкосновения отрицательного острия с поверхностью масла время формирования пробоя увеличилось до 0,8 мсек (рис. 6 кривая 3). В случае же положительного острия при том же расстоянии 62 мм это время равно 1,7 мсек. Характерно, что при большей отдаленности от поверхности масла время формирования разряда несколько уменьшается.

Можно полагать, что во время статистического запаздывания (предразрядное время) образуются маломощные и многочисленные стримеры-разведчики, которые «разыскивают» хорошо заземленные места в области катода. Из этих мест

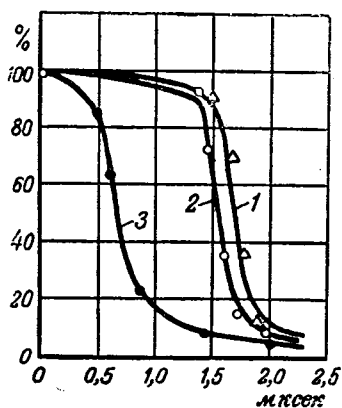


Рис. 6. Снижение напряжения при формировании пробоев воздушных промежутков с острия в случае барьера из трансформаторного масла.

1—положительное острие ($l=62$ мм);
2—положительное острие ($l=182$ мм);
3—отрицательное острие ($l=62$ мм).

в канал стримера вливаются электроны и нейтрализуют объемный положительный заряд. При этом образуется сравнительно хорошо проводящий мостик, по которому и формируется пробой или перекрытие. Этим можно объяснить «отталкивание» разрядного канала от поверхности трансформаторного масла, о чем говорилось выше. В данном случае разряд не мог прогрессивно развиваться по пути коротких стримеров-разведчиков, положительный заряд которых не был скомпенсирован электронами из земли. Совершенно очевидно, что эти стримеры-разведчики, попадая на поверхность трансформаторного масла, заряжают ее положительно. При этом в некоторых случаях плотность поверхностной электризации настолько велика, что происходит пробой слоя масла высотой 1,8 см. Вследствие этой электризации

прогрессивное формирование перекрытия происходит в менее благоприятных условиях и растягивается на более длительное время. Разрядный же канал, встречая на своем пути положительно заряженные области, обходит их или по воздуху, или стороной, резко изменяя направление на поверхности соприкосновения трансформаторного масла и воздуха. В случае отрицательного острия такие стримеры-разведчики не образуются, и процесс перекрытия формируется в более благоприятных условиях, при меньших напряжениях и почти прямолинейно.

Выводы. 1. Величины перекрывающих напряжений по поверхности соприкосновения трансформаторного масла и воздуха больше при положительном острие, чем при отрицательном, т. е. соотношение прямо противоположно тому, что известно для воздуха.

2. Внешний вид разрядного канала определяется полярностью электрода, соприкасающегося с трансформаторным маслом. В случае положительного электрода разрядный канал имеет зигзаги, ветвления, подпрыгивания в воздух и елочки. При отрицательном острие этих особенностей, как правило, не наблюдается.

3. На основании данных опыта сделано заключение о том, что при разрядах с положительного острия в предпробивное время образуются многочисленные стримеры-разведчики, по одному из которых позже происходит разряд. В случае отрицательного острия таких стримеров не образуется.

Литература

1. А. А. Воробьев. Техника высоких напряжений. Госэнергоиздат, стр. 240, 355, 1945.
2. А. Ф. Вальтер. Физика диэлектриков, ГТТИ, стр. 360, 1932.
3. Б. В. Ильин. Природа адсорбционных сил, ГИТТЛ, 1952.
4. Н. Ф. Волощенко. К вопросу о механизме барьерного эффекта. Электричество, № 6, 1947.
5. В. С. Комельков и А. М. Лифшиц. Изд. АН СССР, отделение техн. наук, стр. 1463, № 10, 1950.

[13.3. 1950]

Великий сын югославского народа

К 100-летию со дня рождения Николы Теслы

Кто из людей науки незнаком с именем выдающегося югославского электротехника Николы Теслы, отдавшего науке об электричестве и практическому внедрению электричества в быт человечества 60 лет упорной работы.

Вот далеко неполно перечисленные области, в которых протекало его творчество: многофазный генератор и двигатель, система передачи многофазных токов, резонансный трансформатор, телеуправление, передача силовой и осветительной электроэнергии на большое расстояние без проводов, диатермия, газосветные лампы, космические лучи, электронный микроскоп. Тесла получил 113 патентов, значительная часть которых была реализована.

Многофазные токи. На втором курсе высшей технической школы Никола Тесла познакомился с изобретенной в 1870 г. машиной постоянного тока Грамма. Коммутатор ее сильно искрил и Тесла решил создать машину без искрения.

В 1882 г. в маленькой мастерской ему удалось построить первую в мире машину переменного тока с вращающимся магнитным полем статора.

Однако в те годы весь технический мир прислушивался к гению Эдисона, введшего в практику систему электрического освещения и систему передачи электроэнергии постоянным током. Кригический ум Теслы отмечал недостаток системы постоянного тока, привязывающей потребителя к генератору энергии в пределах 1...2 км, и ясно представлял себе преимущества переменного тока, возможности которого казались ему безграничными. Но попытки Теслы внедрить систему многофазного тока натолкнулись на решительный отказ сначала в Париже, где он тогда работал, а затем и в Нью-Йорке у Эдисона. Тесла не был обескуражен, считая систему постоянного тока бесперспективной. Открытия Теслы в области переменного тока сводились прежде всего к открытию явления вращающегося магнитного поля. Схема одной из многофазных машин Теслы (трехфазной) дана на рис. 1*. На якоре расположены три обмотки под углом 120° . В них индуктируются однофазные токи со сдвигом по времени в 120° . Эти токи Тесла подвел к кольцам, расположенным на валу генератора, и от них к полюсам электромагнита своего трехфазного двигателя.

На рис. 2 дана схема вращения поля в двухфазном двигателе. При положении *I* (для двух-



фазной машины) ток проходит через катушки $1,1'$ мотора, а силовые линии магнитного поля замыкаются через полюса $2,2'$, образуя *N* и *S*. Через $1/4$ периода (положение *III*) часть тока проходит через катушки $1,1'$, а часть через $2,2'$ и полюса *N* и *S* перемещаются на $1/4$ оборота и т. д. Якорь движется вслед за вращающимся полем статора.

В 1887 г., получив лабораторию, Тесла создал комплекты однофазной, двухфазной и трехфазной машин. Он принял частоту переменного тока в 60 гц, общепризнанную и сейчас в США.

Следует напомнить, что 18 марта 1888 г. Г. Феррарис (1847—1897) представил в Ту-

ринскую академию наук доклад «Электродинамическое вращение». Феррарис, проводя опыты со светом, сконструировал в качестве механической аналогии для исследования поляризованного света лабораторный прибор: индукционный мотор переменного тока мощностью 2,7 вт с к. п. д. менее 50% (якорь мотора был медный). Хотя сведения о многофазном моторе (а также и о системе передачи электроэнергии переменным током) Теслы были опубликованы Американским институтом инженеров-электриков несколько позднее, 16 мая 1888 г., но основные патенты Теслы по системе переменного тока были зарегистрированы на полгода раньше. Впрочем вряд ли так уж важен вопрос о формальном приоритете. Что касается существа вопроса, то не вызывает сомнений, что, независимо от Феррариса, Никола Тесла был творцом многофазного двигателя; еще в 1882 г. он боролся за систему переменного тока, многократно с 1883 по 1887 г. демонстрировал свой двигатель и в 1887 г. предоставлял его для испытания в Корнельский университет.

Система, при помощи которой электролампы и электродвигатели могли работать за десятки и сотни километров от генератора электрической энергии, была технической революцией. Так ее и восприняли наиболее прогрессивные американские инженеры и электротехнические фирмы. Если на основе изобретений Эдисона была создана крупнейшая компания Джeneral Электрик Компани, то система Теслы содействовала росту другой мощной фирмы Вестингауз энд Манифекчуринг Электрик Компани.

В 1890 г. был объявлен конкурс на составление проекта передачи энергии Ниагарского водопара. Соискателями было подано 117 проектов по гидравлической передаче, 4 — по передаче сжатым газом, 4 — по системе постоянного тока

* Рис. 1, 2 и 3 заимствованы из книги Бокшана «Никола Тесла и его дело», Белград, 1946.

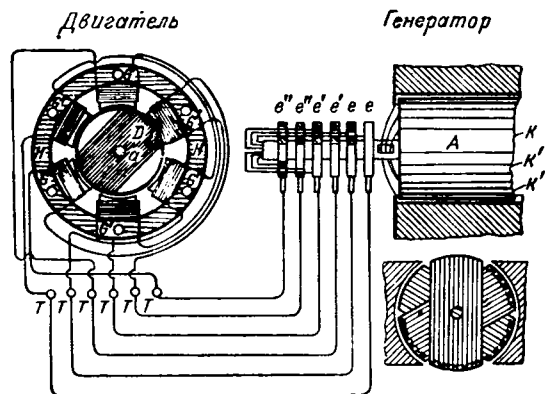


Рис. 1. Трехфазная машина Теслы.

и 1 — по системе Тесла. Вскоре основными конкурентами стали Джeneral Электрик и Вестингауз, т. е. системы постоянного и переменного токов. Полемика вокруг этого вопроса широко освещалась в мировой и в том числе русской электротехнической литературе. Соответствующие статьи были опубликованы и в журнале «Электричество». Победил Тесла, в 1893 г. его двухфазная система была принята для электрификации Ниагарского водопада (10 генераторов по 500 л. с.).

Следует отметить, что Тесла, запатентовавший многофазный мотор, недооценивал преимуществ трехфазного тока и отдавал предпочтение двухфазному току. Мощность двухфазной системы Теслы, принятой для Ниагары, выросла к 1896 г. с 5 000 до 50 000 л. с.

Между тем недостатки двухфазного двигателя Теслы были значительны: в этих двигателях имелись выступающие полюса с сосредоточенной обмоткой; магнитное рассеяние было весьма большим и распределение намагничивающей силы вдоль воздушного зазора было неблагоприятным. В Европе в конце 80-х годов был разработан и осуществлен трехфазный асинхронный электродвигатель с распределенной по статору обмоткой с короткозамкнутой обмоткой ротора. Автором трехфазного двигателя и трехфазной системы электропередачи был русский инженер М. О. Доливо-Добровольский. В трехфазном двигателе резко уменьшились пульсации, которые составляли крупный недостаток двухфазного двигателя. Кроме того, трехфазная схема допускала

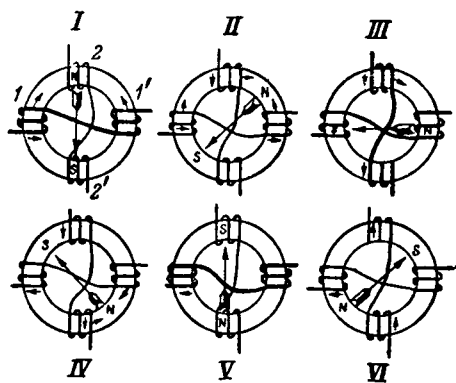


Рис. 2. Схема вращения поля в двухфазном двигателе Теслы.

переключение со звезды на треугольник. Наконец, трехфазные двигатели могли быть выполнены на большую мощность. Преобладающее и вскоре всеобщее распространение получил именно трехфазный вариант.

Токи высокой частоты. Вскоре Теслу увлекли другие идеи. У него зародилась мысль о В. С. Р. Э. (всемирной системе распределения электроэнергии).

Создав систему переменного тока с частотой 60 гц, способную давать высокое напряжение, Тесла заинтересовался задачей дальнейшего увеличения частоты и напряжения. В 1890 г. он создал генератор на 384 полюса с частотой 10 000 гц (эта машина, впоследствии усовершенствованная Александерсоном, известна под именем последнего). Тесла трансформировал токи высокой частоты на высокое напряжение и открыл, что трансформатор для высоких частот не нуждается в стали, что упрощает и облегчает конструкцию. В 1891 г. Тесла демонстрировал в Американском институте инженеров-электриков свой знаменитый резонансный трансформатор (рис. 3) с частотой в сотни килогерц. Резонанс в электрической цепи был исследован Кельвином до Теслы, но последний впервые использовал явление электрического резонанса практически в физическом аппарате. При помощи него Тесла показал ряд новых физических явлений: пробой воздуха с искрами длиной 12 ... 13 см, новый вид электрического света, физиологическое действие токов высокой частоты и др. Лекции и опыты Теслы произвели сенсацию, о Тесле заговорили как о гении.

Слава об опытах Николы Теслы быстро распространилась по всему миру. Ряд статей Теслы и о Тесле были опубликованы в журнале «Электричество». В Лондоне в Королевском институте, куда Тесла был приглашен для доклада, его посадили в кресло Фарадея, хранившееся как реликвия. Его приветствовали виднейшие физики мира. На лекциях в Париже и Лондоне он демонстрировал передачу электроэнергии без проводов, а через несколько лет — и управление на расстоянии судном.

Но все это лишь сопровождало разработку его основной идеи, с которой он не расставался до конца своей жизни, — беспроводной передачи силовой электроэнергии по всему земному шару. Тесла представлял себе Землю в виде заряженного электричеством изолированного шара. Колорадские опыты укрепили это его представление. Мощным воздействием своей высокочастотной установки (в Колорадо он получал толчком десятки миллионов вольт и до 10 000 ква) Тесла стремился нарушить поле заряда Земли, так, чтобы создать стоячие волны. В случае успеха можно было, установив в разных пунктах Земли приемные резонансные установки, передавать и принимать, практически без потерь, электроэнергию на громадных расстояниях от центра возмущения (передатчика энергии).

Тесле удалось зажечь на значительном расстоянии от его трансформатора лампы мощностью

хватило денег на оборудование и работы были остановлены.

В 1906 г. Тесла начал разрабатывать новые типы дисковых паровых и газовых турбин. В 1910 г. он создал модель на 10 000 об/мин и 100 квт, а позже на 3 600 об/мин и 500 квт. Он считал, что его «турбина будет работать на газе, как в обычных типах автомобильных и самолетных двигателей, даже лучше, чем на паре». Опыты Аллис-Чалмерс Компани в Милвоки с турбинами Теслы прошли неудачно — имело место разрушение дисков. Нужно было изыскивать новые, более прочные и стойкие материалы, но ассигнования фирмы на опыты уже подходили к концу и Тесла разошелся с Милвоской компанией. Жить Тесле становилось все трудней и хотя в 1917 г. он получил высшую в США научную награду — медаль Эдисона, у него не всегда в эти годы были деньги для уплаты за номер в гостинице.

В 1936 г. по случаю 80-летия Теслы его родина Югославия широко отмечала юбилей своего выдающегося ученого и изобретателя. Тесле была назначена пожизненная пенсия от югославского правительства.

Одной из характерных черт личности Теслы была его необыкновенная работоспособность. Всю свою жизнь он работал почти по 20 часов в сутки. Он не имел семьи. «Я посвятил всю свою жизнь работе, и поэтому отказался от любви и дружбы с женщиной», — писал он. Но Тесла был одиноким не только в личной жизни, но и в работе. И эта оторванность от коллектива гибельно отражалась на работе Теслы. Все, что делал Тесла, делал он один; он неспособен был делиться с кем-нибудь своими планами; он не вел записей своей работы; к своим открытиям он шел движимый глубокой интуицией и уверенностью в научной и технической обоснованности цели; выполняя ту или иную установку, он был уверен, что сразу получит от нее все то, чего ожидал. И вот эта вера только в свои собственные силы, пренебрежение поддержкой коллектива обернулись в конце концов для Теслы трагически: продолжая настаивать на своей неверной концепции передачи электроэнергии без проводов путем возмущения электрического поля Земли, Тесла не оправдал надежд финансировавших его покровителей, домогавшихся быстрого получения новых источников для извлечения больших прибылей; из тяжелого материального положения Теслу вывело лишь упомянутое выше решение югославского правительства о предоставлении Тесле пожизненной пенсии.

Особенности личности Теслы, усугублявшиеся обстановкой капиталистического мира, в которой он трудился, сказались на своеобразной оценке современниками его вклада в науку и технику и на скудости воспоминаний о Тесле. В числе немногих он участвовал в открытии богатого и увлекательного мира электричества. И хотя этот мир был новым и для Теслы, но он так уверенно в нем ориентировался, так твердо прокладывал в нем новые пути, что не задерживался на том или ином открытом физическом явлении,

устремляясь постоянно вперед. Мог ли он отдаться совершенствованию своих индукционных моторов, когда перед ним тут же открывалась область высоких частот и высоких напряжений. Демонстрируя передачу сигналов на расстоянии, он не задумывался над комплексом связанных с этим вопросов, а устремлялся в своих поисках дальше, лихорадочно исследуя новую задачу — задачу всемирного распределения энергии. Он создал газосветные лампы, но не останавливался на них, так как его мысли уже были направлены на выяснение процессов, происходящих на Солнце.

Эта разносторонность и опережение века, с одной стороны, а с другой, — требования капиталистов, вкладывавших свои средства в начинания Теслы, дасть немедленную сверхприбыль на затраченный капитал, толкали Теслу от одной идеи к другой, мешали ему сосредоточиться на глубокой разработке вопроса до конца. А в итоге в современной технической литературе имя Теслы незаслуженно занимает более чем скромное место. Тесла страстно мечтал своей работой переделать мир; он верил в возможность таким путем изменить условия общественной жизни. Он писал, что его система передачи энергии даст возможность «каждому, где бы он ни находился, иметь в своем распоряжении работника в своем резонаторе (приемнике энергии. — В. Г.) для всех надобностей жизни». А в другом месте: «Люди не будут рабами тяжелой работы, мой мотор сделает их свободными». В передаче энергии без проводов он видел средство для установления всеобщего мира.

60 лет Тесла прожил в капиталистической Америке, но его симпатии были на стороне малых наций. В годы борьбы с германским фашизмом 85-летний Тесла обратился с воззванием к южным славянам, призывая их к борьбе с фашизмом. После разгрома гитлеровских полчищ под Москвой Тесла писал: «Мы, южные славяне, с восторгом смотрели на героическую борьбу народов Советского Союза за свободу и цивилизацию всех порабожденных народов».

Тесла умер 7 января 1943 г. В связи с его кончиной известный радиотехник Армстронг писал: «...Только одних открытий в области многофазных токов и индукционного двигателя было бы достаточно для того, чтобы обеспечить Тесле вечную, немеркнущую славу... В области идей беспроволочной передачи электрической энергии на далекие расстояния Тесла был тем пророком, который за много лет вперед предсказал реальность осуществления такой задачи, несмотря на то, что еще не было необходимых для этого приборов и аппаратуры...»

Великий югославский «научник и проналазач» Никола Тесла умер за океаном таким же одиноким, каким и жил. Но в сердцах своих соотечественников, в памяти ученых и инженеров всех передовых стран мира имя Николы Теслы останется навсегда.

Доктор техн. наук В. Н. ГЛАЗАНОВ

*Атомная электростанция
Главного управления по использованию
атомной энергии при Совете Министров СССР*

О ВКЛЮЧЕНИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ БЕЗ СУШКИ¹

ИСПЫТАНИЕ ИЗОЛЯЦИИ КРУПНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Инж. В. Н. ЗВЕЗДКИН и инж. Р. Г. НАДЕЛЬСОН
Ленэнерго

Согласно инструкции Технического управления МЭС, а также инструкции МЭП по оценке влажности изоляции трансформаторов и по определению условий возможности их включения без сушки состояние изоляции должно оцениваться на основании комплекса измерений сопротивления изоляции, тангенса угла диэлектрических потерь, емкости при двух частотах (прибором ПКВ) и емкости при двух температурах. Материалы по испытанию изоляции трансформаторов, собранные Высоковольтной лабораторией Ленэнерго, дают возможность оценить эффективность рекомендованных методов испытания изоляции и позволяют рассмотреть вопрос о необходимости сушки изоляции, исходя из предельных значений характеристик, предусмотренных упомянутой инструкцией МЭП.

Испытания изоляции трансформаторов третьего габарита и выше в системе Ленэнерго производятся, начиная с 1937 г. В настоящее время эти испытания осуществляются в следующем объеме:

1. После периодических капитальных ремонтов: 1) испытание масла; 2) испытание вводов до сборки трансформатора в виде измерений $\lg \delta$, емкости и испытания повышенным напряжением; 3) измерение сопротивления изоляции обмоток мегомметром; 4) изме-

рение $\lg \delta$ и емкости; 5) измерение емкости при двух частотах; 6) испытание повышенным напряжением переменного тока. В целях сопоставимости результатов испытаний при капитальном ремонте и при профилактических испытаниях, производимых непосредственно после отключения трансформатора в горячем его состоянии, а также для ужесточения условий испытания изоляции повышенным напряжением испытания по пп. 3—6 проводятся в горячем состоянии. В сомнительных случаях измерения по пп. 3—5 осуществляются при нескольких значениях температуры в интервале от 70 до 20°С.

2. В эксплуатации: 1) испытание масла; 2) измерение сопротивления изоляции обмоток мегомметром; 3) измерение $\lg \delta$ и емкости; 4) измерение емкости при двух частотах. Испытания по пп. 2—4 производятся в горячем состоянии. В сомнительных случаях измерения по пп. 1—4 проводятся при нескольких температурах в интервале от 60 до 20°С.

Состояние изоляции трансформаторов оценивается главным образом путем сравнения с результатами предыдущих испытаний; для трансформаторов, подвергающихся капитальному ремонту, и когда нет данных для сравнения, состояние изоляции оценивается по нормам, выработанным на основании статистических данных испытаний надежно работающих трансформаторов. При этом всегда учитываются конструктивные особенности трансформаторов.

До 1954 г. во время капитального ремонта процесс сушки изоляции трансформаторов в вакуумной печи контролировался измерением сопротивления изоляции и тангенса угла диэлектрических потерь. Сушка изоляции трансформатора заканчивалась, если при неизменной температуре сушки сопротивление изоляции и тангенса угла диэлектрических потерь в течение 5...6 час практически не изменялись. В табл. 1 приведены данные измерений неко-

¹ См. в журнале „Электричество“, № 9, 1955, статьи А. К. Ашрятова, С. А. Городецкого, А. П. Карамзина, Я. С. Коллина, А. М. Маринова, Л. М. Раузина, Д. И. Поляка; в № 10, 1955, статьи В. Б. Кулаковского, М. В. Хомякова, в № 5, 1956, статью М. Н. Гольцмана.

Таблица 1

Тип трансформатора	Схема измерения	До сушки				После сушки				Кратность изменения характеристики за время сушки		
		t_1 , °C	R_1 , мгом	$\lg \delta_1$, %	C_1 , см	t_2 , °C	R_2 , мгом	$\lg \delta_2$, %	C_2 , см	$\frac{R_2}{R_1}$	$\frac{\lg \delta_1}{\lg \delta_2}$	$\frac{C_1}{C_2}$
Однофазный типа ОД, 10 500 кВа, 110/35 кв, МТЗ	110-к	102	60	36	462	102	225	17,3	302	3,75	2,08	1,53
	35-к	102	7	45	4 250	102	90	16,0	2 265	12,8	2,81	1,87
	110—35	102	60	16,2	2 320	102	225	11,0	2 010	3,75	1,47	1,15
Трехфазный типа ТД, 18 000 кВа, 35/6,6 кв, МТЗ	35-к	101	10	76	1 400	101	60	37	557	6,0	2,05	2,47
	6,6-к	101	2,5	51	7 150	101	15	16,9	3 430	6,0	3,0	2,08
	35—6,6	101	9,0	28,5	7 850	101	60	12,0	6 100	6,7	2,38	1,29
Трехфазный типа ТЦ 22000/35, 22000 кВа, 35/6,6 кв, МТЗ	35-к	100	8,0	73,0	1 040	100	52	32,2	555	6,5	2,26	1,87
	6,6-к	100	7,0	22,6	5 050	100	50	9,0	3 550	7,15	2,5	1,42
	35—6,6	100	10,5	19,8	6 150	100	70	9,8	4 330	6,65	3,41	1,42
Трехфазный типа ТЦ 7500/35, 7500 кВа, 35/6,6 кв, МТЗ	35-к	90	260	11,6	324	90	1 000	6,1	301	3,84	1,9	1,08
	6,6-к	90	160	8,0	2 023	90	500	5,0	1 930	3,13	1,6	1,05
	35—6,6	90	210	7,4	1 935	90	1 100	3,5	1 840	5,25	2,11	1,05
Трехфазный типа ТСВ, 10 000 кВа, 35/6,6 кв, „Электросила“	35-к	91	17	51,5	960	91	400	15	610	23,5	3,44	1,57
	6,6-к	91	43	14,4	3 790	91	900	4,0	3 250	20,9	3,6	1,16
	35—6,6	91	51	14,3	2 830	91	900	3,8	2 590	17,6	3,7	1,09
Трехфазный 70 000 кВа, 120/10 кв (инофирмы)	120-к	102	11	44,3	2 120	102	190	13,6	1 420	17,2	3,2	1,49
	10-к	102	14	17	10 180	102	38	8,5	8 820	2,72	2,0	1,15
	120—10	102	60	20	5 480	102	475	9,7	4 610	7,9	7,9	1,2
Трехфазный 70 000 кВа, 120/10 кв (инофирмы)	120-к	100	18	41,6	1 675	100	275	11,9	1 320	15,2	3,5	1,27
	10-к	100	4,6	41,3	13 810	100	42	13,7	10 490	9,12	3,02	1,32
	120—10	100	10,8	12,3	4 945	100	224	7,3	4 335	20,7	1,69	1,14

торых трансформаторов. Как видно (табл. 1), все методы испытания, составляющие комплекс испытаний изоляции трансформаторов, хорошо определяют степень увлажненности изоляции, однако чувствительность их различна. Рассмотрим каждый из методов отдельно.

Измерение сопротивления изоляции мегомметром. Сопротивление изоляции обмоток трансформаторов, измеряемое мегомметром, является наиболее чувствительным индикатором увлажненности, так как кратность изменения сопротивления изоляции за время сушки значительно выше кратности изменения других характеристик (табл. 1).

Характер зависимости сопротивления изоляции от ее геометрических размеров не позволяет оценить увлажненность изоляции по абсолютному значению сопротивления изоляции. Однако для однотипных трансформаторов могут быть установлены некоторые руководящие цифры. Измерение сопротивления изоляции как новых трансформаторов, так и трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, является необходимым, так как по изменению этого параметра можно судить о состоянии изоляции в последующей эксплуатации трансформатора.

Кроме увлажненности, измерением сопротивления хорошо выявляются и местные дефекты изоляции. Например, при испытании перед вводом в эксплуатацию бывшего с завода-изготовителя трехобмоточного трансформатора типа ТДТГ-331500/110, 31 500 кВА, 110/35/6,6 кВ для изоляции обмотки 35 кВ относительно корпуса при температуре 14°С, удовлетворительном значении $\text{tg } \delta = 0,7\%$ и отношении емкостей, равном 1,05, сопротивление изоляции составило 125 мгом при значениях 3 500 мгом, для изоляции обмотки 110 кВ и 1 300 мгом для обмотки 6,6 кВ. После нагрева трансформатора до температуры 46°С сопротивление изоляции обмотки 35 кВ понизилось до 5,2 мгом, что указывало на наличие дефекта в изоляции. После вскрытия трансформатора было обнаружено, что дефектной является тяга переключающего устройства обмотки 35 кВ.

Измерение тангенса угла диэлектрических потерь. Тангенс угла диэлектрических потерь хорошо отражает общее состояние увлажненности изоляции. Эта характеристика, будучи удельной величиной, не зависит от геометрических размеров трансформатора и поэтому дает возможность нормировать предельные значения $\text{tg } \delta$.

Предельные значения $\text{tg } \delta$ изоляции обмоток трансформаторов при разных температурах, полученные в системе Ленэнерго на основании обработки статистических данных результатов испытаний надежно работающих трансформаторов, совпадают со значениями, принятыми за норму в Эксплуатационном циркуляре Э/3 Технического управления МЭС (табл. 2). Опыт эксплуатации

показывает надежную работу трансформаторов, $\text{tg } \delta$ которых лежит в пределах этих норм.

Утверждение А. К. Ашрятова, что предельные значения, принятые названным циркуляром, — завышенные по той причине, что они в 3..4 раза больше максимальных значений, получаемых при монтаже новых трансформаторов, не убедительно аргументировано; пока еще не установлена опасная степень увлажненности изоляции и соответствующий этой степени увлажненности тангенс угла диэлектрических потерь, при котором возможен тепловой пробой твердой изоляции. На основании опыта эксплуатации следует считать безопасной такую степень увлажненности, при которой трансформатор работает безаварийно.

Необходимо отметить, что предельные значения тангенса угла диэлектрических потерь, приведенные А. К. Ашрятовым, относятся к трансформаторам МТЗ, основная изоляция которых выполнена из прессшпана. Если эта изоляция выполнена из других материалов (например, гетинакса), то тангенс угла диэлектрических потерь при неувлажненной изоляции может быть больше.

Кроме состояния увлажненности, измерение $\text{tg } \delta$ позволяет выявить дефекты в составной изоляционной конструкции, обусловленные последовательным включением качественных и плохих диэлектриков, что измерением сопротивления изоляции нельзя выявить. Например, при испытании после капитального ремонта и сушки трансформатора типа ТСВ, 6 000 кВА, 35/6 кВ при температуре 39°С для изоляции обмотки 35 кВ было получено $\text{tg } \delta = 8,5\%$, $R = 150$ мгом. Сопротивление изоляции, следовательно, не превышало среднеэксплуатационные значения для однотипных трансформаторов, а тангенс угла диэлектрических потерь был немного больше нормированного значения. При нагреве трансформатора до температуры 59°С $\text{tg } \delta$ повысился до 30%, а при повышенном напряжении, равном 38 кВ, через 2 мин. $\text{tg } \delta$ возрос до 90%, что указывало на развитие теплового пробоя. Вместе с тем сопротивление изоляции оставалось высоким. Обследование установило, что дефектными являются гетинаксовые прокладки, последовательно расположенные с прессшпановыми шайбами.

Измерение емкости. Широкое распространение для контроля увлажненности изоляции получили емкостные методы: емкость — температура и емкость — частота.

Методы контроля увлажненности, основанные на измерении емкости, сравнительно мало чувствительны (табл. 1).

Необходимость прогрева трансформатора до высокой температуры является большим недостатком метода емкость — температура. Этот метод применяется в сомнительных случаях, например, когда $\text{tg } \delta$ и $\frac{C_2}{C_{50}}$ превышают значения, допустимые нормами.

Предельное значение $\frac{C_{70}}{C_{20}} = 1,3$ принято на основании статистической обработки результатов измерений емкостей обмоток трансформаторов. Этому отношению соответствует изоляция, удовлетворяющая нормам по другим характеристикам.

Метод оценки увлажненности при помощи прибора контроля влажности (ПКВ), разработанный ЦНИЭЛ МЭС и основанный на измерении емкости обмоток при двух частотах, но при одной температуре, более целесообразен, чем метод емкость — температура. Определение увлажненности изоляции прибором ПКВ применяется в Ленэнерго с конца 1948 г. Результаты измерений этим прибором хорошо согласуются с данными, полученными на основе измерения других характеристик. Предельные значения $\frac{C_2}{C_{50}}$ были установлены на основе статистической

обработки около 500 измерений и в соответствии со значениями сопротивления изоляции и $\text{tg } \delta$, которые в совокупности хорошо отражают состояние изоляции трансформаторов. На рис. 1 приведены статистические данные $\frac{C_2}{C_{50}}$, а в табл. 3 — предельные значения этого отношения для изоляции трансформаторов всех напряжений.

Таблица

Источник	tg δ, (%.) при температуре, °С							
	5	10	20	30	40	50	60	70
По инструкции МЭП для трансформаторов 35 кВ и ниже, мощностью до 1 800 кВА	—	1,5	2,0	3,0	4,0	6,0	8,0	11,5
По циркуляру МЭС и данным Ленэнерго для обмоток 35 кВ и ниже:								
а) после ремонта	2,0	2,5	3,5	5,5	8,0	12	17	25
б) в эксплуатации	2,3	2,9	4,3	6,5	10	15	24	38
По циркуляру МЭС и данным Ленэнерго для обмоток 50 кВ и выше:								
а) после ремонта	1,5	2,0	2,5	4,0	6,0	8,0	11	18
б) в эксплуатации	1,7	2,3	3,5	5,2	8,0	12,0	19	30

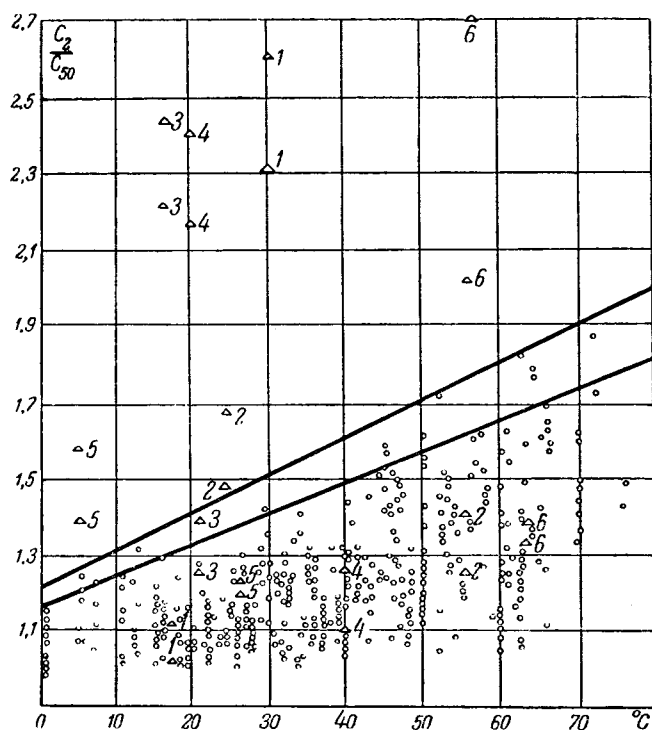


Рис. 1. Отношение $\frac{C_2}{C_{50}}$ для изоляции обмоток относительно корпуса силовых трансформаторов (точки с индексами 1, 2, 3...6, лежащие выше прямых, относятся к трансформаторам с увлажненной изоляцией до их сушки, а точки, лежащие ниже прямых, характеризуют те же трансформаторы после сушки).

Таблица 3

Состояние трансформатора	Отношение $\frac{C_2}{C_{50}}$ при температуре, °C:							
	5	10	20	30	40	50	60	70
После ремонта . . .	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8
В эксплуатации . . .	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9

Утверждение А. К. Ашратова, что отношение $\frac{C_2}{C_{50}}$ часто дает неправильное представление о состоянии изоляции, не подтверждается. Оно основано на измерениях на моделях межкатушечной изоляции и не соответствует соотношениям, характерным для трансформаторов.

Рассмотрение существующих методов и опыт испытаний показывают, что правильная и наиболее полная оценка состояния изоляции трансформаторов может быть произведена только на основании совместного рассмотрения нескольких показателей: R и $\lg \delta$ или R и $\frac{C_2}{C_{50}}$ и т. д.

Свойства масла оказывают влияние на характеристики изоляции трансформаторов. Эксплуатационные масла с резко повышенными значениями $\lg \delta$ и пониженными значениями ρ_v изменяют характер зависимости диэлектрической проницаемости от температуры, что сказывается при измерении по методу емкость—температура.

Известно, что свежее трансформаторное масло не является дипольным диэлектриком, его диэлектрическая проницаемость $\epsilon = 2,2 \dots 2,4$. Температурный коэффициент диэлектрической проницаемости масла отрицателен. Кри-

вые зависимости ϵ от температуры для масла в зависимости от срока эксплуатации трансформатора приведены на рис. 2. В процессе эксплуатации характер зависимости ϵ от температуры масла резко изменяется (рис. 2). При некоторой температуре коэффициент диэлектрической проницаемости становится положительным и с повышением температуры возрастает.

Увеличению ϵ масла при высоких температурах соответствует возрастание емкости и отношения $\frac{C_2}{C_x}$, хотя степень увлажненности изоляции не изменяется. Зависимость диэлектрической проницаемости от температуры (рис. 2) соответствует диэлектрикам с дипольной поляризацией, ϵ которых с понижением частоты возрастает, что вызывает возрастание $\frac{C_2}{C_{50}}$ вне зависимости от степени увлажненности изоляции.

На основании опытных данных в системе Ленэнерго для заполнения трансформаторов применяется масло, $\lg \delta$ которого не выше 0,4% при 20...25° С или 4...5% при 60° С.

О нормах на изоляцию трансформаторов при вводе их в эксплуатацию. Вопрос о допустимой степени увлажненности изоляции обмоток трансформаторов пока не решен. Поэтому не представляется возможным установить значения характеристик изоляции, которые указывали бы на предельно допустимую степень ее увлажненности.

Согласно известной инструкции МЭП для трансформаторов, мощностью до 1800 кВА, напряжением до 35 кВ включительно, транспортируемых залитыми маслом, $\lg \delta$ не должны превосходить значений табл. 2. Для трансформаторов мощностью выше 1800 кВА и напряжением выше 35 кВ оценка состояния изоляции должна производиться на основании сравнения результатов испытаний, полученных при испытании на монтажной площадке, с данными испытаний на заводе. Сопротивление изоляции R_{50} , измеренное на монтажной площадке, должно составлять не менее 70%, а $\lg \delta$ — не более 130% от значений, приведенных в заводском протоколе при данной температуре.

Сравнение показывает, что $\lg \delta$ для трансформаторов мощностью до 1800 кВА и напряжением до 35 кВ включительно, принятые инструкцией МЭП, значительно ниже предельных значений $\lg \delta$, выработанных на основании статистической обработки результатов испытаний надежно работающих трансформаторов. Поэтому при оценке состояния изоляции по $\lg \delta$ путем сравнения с предельными значениями, приведенными в инструкции МЭП, трансформатор может быть необоснованно забракован и подвергнут сушке.

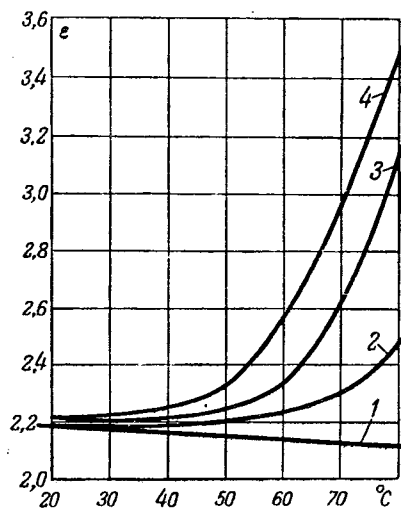


Рис. 2. Диэлектрическая проницаемость ϵ масла в зависимости от температуры для трансформатора мощностью 100 000 кВА, 220/110/10 кВ (зарубежный). 1 — проницаемость при вводе трансформатора в эксплуатацию; 2 — после 26 мес. его работы; 3 — после 29; 4 — после 35 мес.

Таблица

Тип трансформатора	Измеряемые величины	t, °C	Схема измерения		
			220-к	110-к	10-к
МТЗ типа ОЦ 20 000 кВа, 220/11 кВ	R, мОм	73	40	—	9
		40	500	—	280
	tg δ, %	73	17,0	—	12,0
МТЗ типа ОЦ 20 000 кВа, 220/11 кВ	R, мОм	73	3,7	—	2,0
		20	—	—	—
	tg δ, %	20	—	—	—
МТЗ типа ОЦ 20 000 кВа, 220/11 кВ	R, мОм	65	100	—	43
		50	250	—	200
	tg δ, %	63	11	—	10,0
МТЗ типа ОЦ 20 000 кВа, 220/11 кВ	R, мОм	60	120	—	60
		20	1 000	—	150
	tg δ, %	60	6,0	—	4,4
Инофирмы 100 000 кВа, 220/110/10 кВ	R, мОм	60	1,86	—	1,43
		20	—	—	—
	tg δ, %	20	—	—	—
Инофирмы 100 000 кВа, 220/110/10 кВ	R, мОм	66	14	4,5	7,0
		66	15,8	19,3	20,9
	tg δ, %	66	—	—	—
Инофирмы 100 000 кВа, 220/110/10 кВ	R, мОм	67	150	25	7,0
		67	6,7	6,6	6,4
	tg δ, %	67	—	—	—
Инофирмы 100 000 кВа, 220/110/10 кВ	R, мОм	65	85	300	23
		65	3,9	2,8	4,5
	tg δ, %	65	—	—	—
Инофирмы 67 000 кВа, 220/110/10 кВ	R, мОм	54	200	200	120
		54	3,3	2,0	1,8
	tg δ, %	54	—	—	—
Инофирмы 67 000 кВа, 220/110/10 кВ	R, мОм	67	300	140	120
		67	2,7	3,2	3,0
	tg δ, %	67	—	—	—

Отсутствие в инструкции обоснованных норм для крупных трансформаторов и руководство ее рекомендацией о допустимости 30-процентного снижения сопротивления изоляции и 30-процентного увеличения значения tg δ по сравнению с данными заводских испытаний также может привести к неправильным выводам и излишней сушке изоляции. Отсутствие в инструкции МЭП норм для изоляции крупных трансформаторов вызывает затруднение в оценке состояния изоляции вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов, по которым нет заводских испытаний, или трансформаторов, подвергшихся капитальному ремонту или модернизации.

В системе Ленэнерго крупные трансформаторы на напряжение 110 и 220 кВ включались в эксплуатацию после контрольного разогрева и испытаний со значениями tg δ, удовлетворяющими среднеэксплуатационным значениям, принятым в Ленэнерго (табл. 2). Результаты испытаний некоторых трансформаторов, включенных в работу без сушки изоляции, приведены в табл. 4. Ввиду отсутствия исходных диэлектрических характеристик изоляции состояние изоляции оценивалось на основе анализа показателей R и tg δ и соответствия их предельно допустимым значениям надежно работающих трансформаторов. Опыт эксплуатации этих трансформаторов в течение 8...9 лет показывает надежную их работу.

Выводы. На основе обобщения опыта эксплуатации и испытаний изоляции крупных трансформаторов можно прийти к следующим выводам:

1. Состояние изоляции трансформатора может быть правильно оценено только на основе комплекса измерений как самой изоляции, так и масла. Кроме определения обычных физико-химических показателей, при испытании масла необходимо измерять его диэлектрические характеристики, которые оказывают влияние на результаты измерения всех характеристик изоляции.

2. Нормы по оценке влажности изоляции трансформаторов перед вводом в эксплуатацию и условия их вклю-

чения без сушки, приведенные в инструкции МЭП, чрезмерно жесткие.

3. Для выработки правильных обоснованных норм по характеристикам изоляции необходимо изучить вопрос об опасной степени увлажненности изоляции трансформаторов.

О СУШКЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ И НЕКОТОРЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ К ТРАНСФОРМАТОРОСТРОЕНИЮ¹

Доктор техн. наук, проф. И. А. СЫРОМЯТНИКОВ

В связи с задачами развития советской энергетики назрела необходимость в радикальном решении ряда вопросов отечественного трансформаторостроения. По своей надежности отечественные трансформаторы в основном удовлетворяют требованиям эксплуатации. Однако по некоторым другим эксплуатационным данным и технико-экономическим показателям достигнутый уровень отечественного трансформаторостроения не удовлетворяет возросшим требованиям эксплуатации.

Остановимся на вопросе о сушке трансформаторов, который был предметом завершаемой в этом номере журнала дискуссии. В процессе дискуссии были рассмотрены, насколько это возможно, все технические аспекты этого вопроса, поэтому мы хотели бы остановиться на принципиальной позиции, занятой в этом вопросе заводами МТЗ и ЗТЗ.

А. К. Ашрятов, пытаясь поставить под сомнение новые, передовые методы определения увлажненности изоляции трансформаторов, разработанные энергосистемами и научно-исследовательскими организациями, стремился тем самым оправдать многолетнюю практику Московского трансформаторного завода, требовавшего при малейшем поводе нагревания и сушки трансформаторов, а для трансформаторов, транспортируемых без масла, — и без повода.

Так, например, в статье А. К. Ашрятова, на стр. 52 прямо сказано: «Трансформаторы 110 и 220 кВ, отправляемые на место установки незалитыми маслом (в баках, заполненных воздухом), независимо от результатов испытания, герметичности уплотнения и других показателей мы рекомендуем прогревать в масле до 70°С, хотя этот прогрев и не обязателен согласно временной инструкции, утвержденной Техуправлением МЭП (подчеркнуто нами).

В качестве иллюстрации можно привести случай повторной сушки трансформатора 40 мВа по требованию завода в течение 12—14 суток в апреле—мае 1956 г. на одной из электростанций Урала, причем при первой сушке выделилось всего 0,25 л воды, а при второй не было даже следов воды. Бессмысленность этой работы очевидна.

Эта позиция завода со всех точек зрения — технической, экономической и организационно-производственной — не является прогрессивной и была отвергнута всеми участниками дискуссии.

Исследовательская работа, проведенная заводом по вопросу о сушке, носит негативный характер, — создается впечатление, что она не столько была направлена на поиск решений, которые исключили бы необходимость в сушке, сколько на доказательство несостоятельности новых способов определения увлажненности, исключающих необходимость в контрольном нагреве. В свете решений июльского Пленума ЦК КПСС и XX съезда партии такой подход трансформаторного завода может вызвать лишь удивление. В настоящий момент в целях удешевления строительства и эксплуатации следует всемерно изыскивать возможности сокращения объема работ как при строительстве и монтаже, так и в эксплуатации.

Рассмотрим объем работ, проводимых по требованию завода с трансформаторами при их монтаже и эксплуатации.

¹ См. в журнале «Электричество», № 9, 1955, статьи А. К. Ашрятова, С. А. Городецкого, А. П. Карамзина, Я. С. Колина, А. М. Марина, Л. М. Раузина, Д. И. Полака; в № 10, 1955 статьи В. Б. Кулаковского, М. В. Хомякова; в № 5, 1956, статью М. Н. Гольцмана.

Осмотр выемной части при монтаже и в эксплуатации. По заводским требованиям на месте монтажа следует производить осмотр выемной части, для чего приходится сооружать специальные башни, в ряде случаев применять сборные подъемные конструкции и приспособления. Учитывая масштаб монтажных работ в нашей стране, эти излишние затраты можно оценить внушительной суммой порядка 30 млн. руб. ежегодно. Этих средств достаточно для изготовления около 2,5 млн. *кв*а трансформаторов.

Совершенно излишняя работа по осмотру выемной части проводится по настоянию завода для устранения допущенных заводом же при сборке трансформатора дефектов и для замены деталей, изготовленных так, что они не выдерживают транспортировки. Таким образом, Московский и Запорожский трансформаторные заводы, не будучи уверены в элементарном порядке и чистоте на сборке, допуская случаи отправки недостаточно качественного оборудования, тем самым неправомерно перекладывают заботу и многомиллионные расходы по устранению дефектов на монтажные организации. Между тем известно, что многие иностранные фирмы не только не требуют осмотра выемной части, но и прямо запрещают проведение этих осмотров (!).

Осмотр выемной части сравнительно часто приходится проводить и в эксплуатации в целях устранения ослабления механического крепления обмоток, что может быть причиной их повреждения при коротких замыканиях. Возможность ослабления крепления, повидимому, также является конструктивным дефектом трансформатора.

Сушка и контроль влажности. Сушка трансформаторов на месте монтажа является довольно дорогостоящей и трудоемкой операцией. Стоимость сушки трансформаторов 560 и 10 000 *кв*а составляет соответственно 900...1 200 руб. и 4 000...6 000 руб. В зависимости от типа трансформаторов продолжительность сушки колеблется от 3 до 15 суток.

Трансформаторы МТЗ имеют большой вес по сравнению с современными передовыми конструкциями, а монтаж некоторых типов трансформаторов сложен; в частности, для трансформаторов на 400 *кв* по требованию завода пришлось для одной лишь подстанции 400 *кв* соорудить мастерские с краном на 200 т и сушильную печь, рассчитанную на полный вакуум, общей стоимостью 6,5 млн. руб.

В начале 1945 г. лаборатория ЦНИЭЛ по заданию Технического управления МЭС и на основе работы Хейля [МТЗ, Л. 1] составила инструкцию по применению метода «емкость—температура» для определения степени увлажненности изоляции трансформаторов. Этот метод требует подогрева трансформатора, но все же его применение дало значительный эффект, так как он позволял в ряде случаев включать трансформаторы без сушки.

Учитывая большие преимущества методов определения степени увлажненности, не требующих нагрева трансформаторов, лаборатория ЦНИЭЛ в 1947 г. предложила метод «емкость—частота», который нашел широкое применение в практике. Имеются сведения об использовании метода «емкость—частота» за рубежом [Л. 2].

Одновременно в ряде энергосистем и монтажных организаций велась работа по применению метода абсорбции. С 1949 г. этот метод применяется в системе Мосэнерго, в которой было нормировано для трансформаторов I и II габаритов при 10...20°С отношение $R_{60}/R_{15} > 1,3$. Работники монтажных и эксплуатационных организаций с удовлетворением приняли новые методы определения степени увлажненности и широко применили их в своей практической работе. В эксплуатационном циркуляре Технического управления МЭС 3/Э 1951 г. метод абсорбции был рекомендован, но величина R_{60}/R_{15} не нормировалась. При отсутствии возможности измерения отношения C_2/C_{50} рекомендовалось определять степень увлажненности по величине угла диэлектрических потерь.

В разработке циркуляра МЭС приняло участие 23 энергосистемы и ряд других организаций. Окончательный текст был принят на основе дискуссии на широком совещании, с участием представителей крупнейших энергосистем МЭС—Мосэнерго и Ленэнерго. Циркуляр обсуждался и был одобрен Второй всесоюзной сессией по эксплуатации изоляции в Ростове-на-Дону в конце 1953 г. [Л. 4].

Следует указать, что в Польше при обсуждении во-

проса о профилактических испытаниях на сессии Польской Академии наук пришли к выводу, что нормы циркуляра 3/Э, как жесткие, практически непригодны к применению [Л. 3].

Последующий опыт показал, что необходимо устранить некоторые недостатки циркуляра, внести в него ряд изменений и дополнений, которые позволили бы еще более широко применять новые способы определения увлажнения и включения трансформаторов без сушки. Однако не было никакой необходимости сужать область применения прогрессивных методов определения увлажнения, как это было, к сожалению, сделано при последнем пересмотре циркуляра. При пересмотре завод категорически настаивал на проведении контрольного нагрева до 70...80° всех трансформаторов, транспортируемых без масла, и только потому, что это требование не было поддержано руководством Технического управления МЭП, оно было отклонено. Практика подтвердила правильность этого решения МЭП.

Вопрос об оценке степени увлажненности изоляции стал особенно острым главным образом вследствие того, что заводы МТЗ и ЗТЗ не принимают эффективных мер по защите изоляции и других ответственных частей трансформаторов от увлажнения при перевозке и хранении, хотя это предусмотрено действующим стандартом на трансформаторы. Все крупные трансформаторы, отправляемые ими без масла, не имеют специального заполнения бака или каких-либо других средств, предохраняющих трансформаторы от увлажнения, тогда как большинство иностранных фирм давно уже практикуют транспортировку крупных трансформаторов с газовым наполнением под небольшим избыточным давлением (Дженерал Электрик, Вестингауз, Метрополитен-Виккерс, АСЕС—Шарлеруа, Аллис-Чалмерс и др.).

Некоторые фирмы применяют защиту от увлажнения при помощи спликагелевых патронов. Условия включения трансформаторов, транспортируемых заполненными газом или снабженных влагопоглощающими устройствами, как правило, весьма несложны; обычно не требуется ни их нагрева на месте монтажа, ни громоздких точных измерений. Вероятность увлажнения весьма мала, и трансформаторы обычно включают без сушки на месте установки. Например, фирма Инглиш Электрик при контрольных испытаниях трансформаторов напряжением 110 *кв* и выше, транспортируемых без масла, производит измерения R_{60}/R_{15} , R_{300}/R_{15} , $\tan \delta$ и емкости при температуре 15...25°С; затем, если после заливки маслом и полной сборки трансформатора при той же температуре 15...25°С сопротивление изоляции не менее 0,7 и не более 1,3 от значений, измеренных на заводе, то трансформаторы этой фирмы включаются в работу без сушки. Ряд фирм включает трансформаторы без сушки, основываясь не на данных сравнения с заводскими измерениями, а руководствуясь абсолютными значениями сопротивления изоляции и другими показателями, измеренными в холодном состоянии.

Следует остановиться также и на отношении заводов МТЗ и ЗТЗ к требованиям монтажных и эксплуатационных организаций в части уменьшения объема других работ при монтаже и эксплуатации. Заводы не только сами не разрабатывали новых способов монтажа и эксплуатации, но в большинстве случаев игнорировали предложения потребителей по улучшению и упрощению монтажных и эксплуатационных работ. Например, до сих пор заводы не выпускают трансформаторов с таким креплением обмоток, которое исключало бы необходимость дополнительной их опрессовки при монтаже и периодическое повторение этой операции в эксплуатации, а между тем трансформаторы, конструкция которых исключает необходимость в периодических опрессовках обмоток, выпускаются передовыми фирмами.

Заводы МТЗ и ЗТЗ не выпускают герметизированных трансформаторов (не считая мелких) и трансформаторов с защитой масла от окисления, что вызывает необходимость применять в эксплуатации термосифонные фильтры и другие способы очистки масла для предохранения его от преждевременного старения.

Состояние трансформаторостроения вынуждает констатировать, что наши, бесспорно заслуженные, трансформаторные заводы успокоились на достигнутых ими в прошлом больших успехах и не искали новых, более совершенных конструкций, пренебрегали иностранным опытом,

игнорировали справедливые требования эксплуатации, допускали излишние запасы в своих конструкциях и не добивались перед своими поставщиками разработки более совершенных видов изоляционных и прочих материалов. Такое положение создалось отчасти вследствие монопольного положения МТЗ в области трансформаторостроения в системе Министерства электротехнической промышленности. Строго говоря, в составе этого министерства нет ни одной современной специализированной лаборатории по трансформаторостроению.

Не случайным также является то, что новые способы сушки также были предложены и разработаны работниками монтажных и эксплуатационных организаций, а не заводами: сушка без масла в своем баке с паровым нагревом [Л. 5], индукционный нагрев бака [Л. 6], нагрев токами нулевой последовательности [Л. 7], сушка без вакуума с продувкой воздухом (В. Т. Вересотский, 1946 г. [Л. 8]). Характерно, что из числа 153 статей, опубликованных за последние 20 лет по вопросам монтажа, эксплуатации и ремонта трансформаторов, менее 10% принадлежит работникам заводов.

Заводы должны быстро преодолеть эти элементы технической самонезависимости, консерватизма. Главное управление энергетической промышленности и Техническое управление Министерства электротехнической промышленности должны принять самые решительные меры к преодолению отставания в трансформаторостроении. Разработкой новых конструкций должен заниматься не один завод, а несколько. Следует создать институт или хотя бы крупную лабораторию по трансформаторостроению. Заводы должны внимательно изучать требования монтажных и эксплуатационных организаций и быстро их учитывать, если они обоснованы.

Приложение. Ориентировочный расчет стоимости осмотра выемной части. Удельная установленная мощность трансформаторов составляет по всему Советскому Союзу 4,6 *кВА/кВт* (данные НИИМАШ), по МЭС, включая потребителей, питающихся от сетей МЭС, 5,17 *кВА/кВт* (данные МЭИ), во Франции 7 *кВА/кВт*.

Примем, что на 1 *кВт* мощности, установленной на электростанциях, требуется примерно 5 *кВА* мощности трансформаторов. В шестое пятилетие предусмотрено вводить каждый год примерно 44 млн. *кВА* трансформаторов. По данным по Советскому Союзу на 1951 г. средняя мощность трансформатора систем электроснабжения составляла 470 *кВА*. Эта величина почти не подвергается изменению. Таким образом, 60% всех трансформаторов относятся к I—III габаритам. Учитывая эти данные, примем, что из 44 млн. *кВА* запланированной к введению в эксплуатацию трансформаторной мощности 60%, или 26,4 млн. *кВА* (47 000 шт.), составят трансформаторы со средней мощностью 560 *кВА*, а 40%, или 17,6 млн. *кВА* (1 760 шт.), составят трансформаторы IV и V габаритов со средней мощностью 10 000 *кВА*.

По прейскуранту оптовых цен № 06-07 МЭС стоимость осмотра трансформатора со вскрытием выемной части, но без сушки, составляет для трансформатора 560 *кВА* 600 руб., а для трансформатора 10 000 *кВА* ТМ/35 — 1 700 руб., ТДТ/110 — 2 700 руб. Хотя осмотр выемной части для трансформаторов мощностью до 560 *кВА* с 1955 г. необязателен, тем не менее он повсеместно практикуется, так как трансформаторы сравнительно часто повреждаются при транспортировке. Принимая в среднем для трансформатора 10 000 *кВА* стоимость осмотра 2 200 руб., получаем общие ежегодные затраты на осмотр вновь монтируемых трансформаторов около 20...30 млн. в год.

Литература

1. Журнал „Электрические станции“, № 6, 1945.
2. Tr. of SA Inst. of El. Eng., стр. 41, № 2, 1955.
3. S. Stowikowski, S. Lotedziowski. Некоторые вопросы профилактических испытаний трансформаторов (доклад на сессии Польской Академии наук). Przegląd Elektrotech., т. 31, стр. 219, № 2—3, 1955.
4. Труды второй научно-технической сессии по эксплуатации высоковольтной изоляции. Госэнергоиздат, стр. 78—81, 1955.

5. М. С. Макашин и К. С. Сеньшкін. Новый способ сушки трансформаторов. Электрические станции, № 1, 1935.

6. И. А. Сыромятников. Сушка трансформаторов методом потерь в кожухе. Электрические станции, № 7, 1952.

7. Е. И. Загоскин. Сушка трансформаторов током нулевой последовательности. Электрические станции, № 10, 1952.

8. М. В. Хомяков. К вопросу о сушке трансформаторов. Электрические станции, № 4, 1952.

К ИТОГАМ ДИСКУССИИ О ВКЛЮЧЕНИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ БЕЗ СУШКИ

Инж. А. К. АШРЯТОВ

*Московский трансформаторный завод
им. Куйбышева*

Представленная автором по предложению редакции статья «О включении трансформаторов без сушки» (Электричество, № 9, 1955) вызвала ряд откликов работников эксплуатации и монтажа [Л. 1—5, 17, 21 и 22]. К сожалению, в дискуссии не приняли участия работники заводов, научно-исследовательских организаций (за исключением ЦНИЭЛ МЭС) и высшей школы, что придало ей несколько односторонний характер. Тем не менее эта дискуссия позволила в известной мере подытожить опыт по оценке увлажнения изоляции масляных трансформаторов в процессе их монтажа и эксплуатации и выявила различные точки зрения по вопросу о допустимой степени увлажнения изоляции.

За время, прошедшее от момента представления статьи до ее опубликования в печати, тремя министерствами была разработана новая инструкция по оценке влажности изоляции [Л. 7]. В инструкции были устранены ошибочные положения ныне отмененного циркуляра № 3/Э МЭС [Л. 6] и предложены уточненные критерии, которые позволяют более квалифицированно судить, можно ли избежать сушки трансформаторов при их монтаже.

В ходе дискуссии выяснилось, что большинство ее участников [Л. 1, 5, 8, 17, 21] придерживаются той точки зрения, что применяемые у нас емкостные методы контроля увлажненности — менее чувствительные, чем метод измерения $\tan \delta$. Единодушным является также мнение, что отношение емкостей C_2/C_{50} не является достаточным критерием для суждения об увлажненности трансформатора и что только результаты комплекса различных измерений позволяют вынести обоснованное решение. Эта точка зрения нашла отражение в новой инструкции [Л. 7]. Все авторы сходятся на том, что необходима дальнейшая систематическая исследовательская работа, с одной стороны, по усовершенствованию и упрощению методов контроля увлажненности и, с другой, — по разработке организационных и конструктивных мероприятий, исключающих возможность увлажнения трансформаторов в процессе транспортировки, хранения и их эксплуатации.

Вместе с тем в некоторых из опубликованных статей содержатся на наш взгляд принципиально неверные положения и дано неправильное освещение фактов. Прежде всего необходимо остановиться на статье И. А. Сыромятникова [Л. 22]. Автор поднимает ряд важных вопросов отечественного трансформаторостроения, заслуживающих обсуждения. Однако они выходят далеко за рамки дискуссии, мы на них останавливаться не будем. Вместе с тем нельзя пройти мимо того утверждения И. А. Сыромятникова, что проводимые МТЗ исследовательские работы якобы имеют своей целью во что бы то ни стало доказать необходимость контрольного нагрева. Достаточно ознакомиться с табл. 5 нашей статьи [Л. 8] и прочесть в статье следующее высказывание [Л. 8, стр. 54]: «Более надежным и достаточно чувствительным методом контроля общей увлажненности изоляции в *холодном* состоянии (при положительных температурах) является измерение $\tan \delta$ обмоток», чтобы убедиться в необоснованности

этого утверждения. Что касается нашей рекомендации прогревать в масле до 70°С трансформаторы на 110 и 220 кВ, отправляемых на место установки незалитыми маслом, то она относилась к трансформаторам, не снабженным специальной защитой от увлажнения при перевозке и хранении.

И. А. Сыромятников ставит МТЗ в пример практику фирмы Инглиш Электрик, которая, по его же словам, требует производить измерение R_{60}/R_{15} , R_{300}/R_{15} , $\lg i$ и емкость C при температуре 15...25°С. Комплекс этих измерений, как и указанные им же допуски 0,7 и 1,3, ничем не отличаются от предложенного в нашей табл. 5 [Л. 8]. В свете этого непонятно, почему же сформулированные нами основные условия включения без сушки [Л. 8, табл. 5] вызвали такую реакцию И. А. Сыромятникова.

Нельзя пройти и мимо того утверждения И. А. Сыромятникова, что мы, якобы, стремились «...оправдать многолетнюю практику Московского трансформаторного завода, требовавшего нагревания и сушки силовых трансформаторов при малейшем поводе, а для трансформаторов, транспортируемых без масла, — и без повода».

И. А. Сыромятников, очевидно, имеет в виду случаи, когда мощные трансформаторы на 110 и 220 кВ, длительное время (иногда свыше года) хранившиеся по вине заказчика без масла с нарушенной герметичностью уплотнений, не считаясь с требованиями заводских инструкций, включались без нагрева или сушки, базируясь только на удовлетворительных результатах измерений отношения емкостей C_2/C_{50} (циркуляр 3/Э). Мы не сомневаемся, что ни одна из зарубежных фирм, перечисленных в статье И. А. Сыромятникова, не дала бы согласия на включение без сушки трансформаторов на 110 и 220 кВ в упомянутых выше условиях.

Если МТЗ и ЗТЗ, по словам И. А. Сыромятникова, не принимали эффективных мер по защите изоляции своих трансформаторов от увлажнения при перевозке и хранения без масла, то это не давало оснований для включения этих трансформаторов с увлажненной изоляцией и с нарушением требований заводских инструкций, даже применяя «передовые» методы оценки влажности их изоляции.

Далее, И. А. Сыромятников пытается оправдать ныне отмененный циркуляр 3/Э МЭС. Достаточным подтверждением справедливости нашей критики упомянутого циркуляра является хотя бы следующее место в статье М. В. Хомякова [Л. 5, стр. 24]: «Следует признать, что при разработке Эксплуатационного циркуляра 3/Э об определении необходимости сушки трансформаторов были допущены некоторые ошибки. Многие энергосистемы и монтажные организации пошли значительно дальше и вовсе отказались от сушки трансформаторов даже тогда, когда она была безусловно необходима».

Многие энергосистемы перестали сушить трансформаторы при очередных ремонтах, когда в этом есть необходимость, не учитывая того, что увлажненная изоляция старится во много раз быстрее, чем сухая.

Ошибочным в эксплуатационном циркуляре была установка, что в качестве основного критерия для оценки увлажнения изоляции трансформаторов выдвигалась емко-

стный метод и недооценивались методы измерения диэлектрических потерь, тока утечки, сопротивления изоляции и другие показатели».

Некоторые участники дискуссии проявили недостаточную объективность и известную тенденциозность в освещении экспериментальных данных [Л. 17 и 21]. В нашей статье [Л. 8] мы рассматривали вопрос о включении без сушки новых, не бывших в эксплуатации трансформаторов отечественного производства, и не распространяли наши выводы на трансформаторы, длительно находившиеся в эксплуатации, или на трансформаторы инофирм. Между тем эти авторы ссылаются на измерения (без указания даты) характеристик старых трансформаторов МТЗ выпуска 1930—1933 гг. [Л. 21] или на характеристики трансформаторов инофирм, к тому же длительно бывших в эксплуатации [Л. 17 и 21].

О методе «емкость—частота». Опираясь на опытные данные [Л. 8, табл. 2 и 3, рис. 1], мы показали, что измерения по методу емкость—частота в холодном состоянии (10...20°С) в воздухе и в масле как на неувлажненной, так и на заведомо увлажненной изоляции могут дать значения C_2/C_{50} , лежащие в пределах 1,04...1,3. Таким образом, было установлено, что малые значения C_2/C_{50} сами по себе не могут свидетельствовать об отсутствии увлажнения.

В. Б. Кулаковский [Л. 4] ставит под сомнение достоверность наших экспериментальных данных, а следовательно, и справедливость выводов в следующих своих утверждениях:

1. Трансформатор, не проходивший заводской сушки и не пропитанный маслом, не идентичен по своим характеристикам трансформатору, подвергнутому сушке и затем увлажненному, поэтому результаты измерений на 16 трансформаторах МТЗ, не залитых еще маслом и до их сушки [Л. 8, табл. 2], якобы непоказательны.

2. Модель межкатушечной изоляции не может одновременно служить моделью межобмоточной и корпусной изоляции и, следовательно, результаты измерений на моделях также непоказательны.

3. Сомнительна достоверность результатов измерений на моделях по причине якобы их малой емкости на 50 гц и недостаточности предела измерения прибора ПКВ.

Приводя результаты измерений на 16 трансформаторах [Л. 8, табл. 2] и на моделях межкатушечной изоляции [Л. 8, табл. 3], мы полагаем, что для действительно объективного метода контроля влажности несущественны конструктивные особенности изоляции или причина ее увлажнения. Приведенные нами опытные данные показывают, что во всех случаях заведомо увлажненной изоляции результаты измерения $\lg i$ неизменно указывали на наличие увлажнения, тогда как измерения C_2/C_{50} в ряде случаев практически не выявляли увлажнения. Более поздние исследования на трансформаторе типа ТМГ-5600/110 (табл. 1) показали, что и в случае измерения заведомо увлажненной изоляции¹ межобмоточной и корпусной

¹ При сушке трансформатора выделилось около 10 л воды в конденсаторе, не считая уноса на выхлоп.

Таблица 1

Характеристики изоляции трансформатора ТМГ-5600/110

Состояние трансформатора и условия измерения	Результаты измерений										
	Темпера- тура, °С	R_{60} , мгом		R_{60}/R_{15}		tg δ , %		C_2/C_{50}		C_2/C_x	
		ВН	НН	ВН	НН	ВН	НН	ВН	НН	ВН	НН
В баке, без масла, до сушки	17,5	10 000	10 000	—	2	2,4	3,2	1,07	1,14	—	—
После заливки и выдержки в масле двое суток	20	1 000	475	1,18	1,26	2,6	3,5	1,05	1,14	—	—
После слива масла	18,5	10 000	6 500	—	1,63	2,7	3,2	1,08	1,15	—	—
После повторного заполнения маслом и прогрева	72	32,5	16,5	1,01	1,03	21,5	22,5	1,69	1,68	1,20	1,26
После остывания	28	850	380	1,13	1,15	2,9	4,35	1,13	1,17	—	—

изоляции отношение C_2/C_{50} получается менее 1,2. Пропитка маслом изоляции невсушенного трансформатора, а также прогрев и последующее охлаждение в масле не изменили результатов измерений по методу емкость—частота. Измерения C_2/C_{50} как без масла, так и в масле не указывали на увлажненность изоляции обмоток ВН и НН трансформатора, тогда как измерение $\lg \delta$ и отношения R_0/R_{15} в масле четко обнаружили увлажнение (табл. 1, рис. 2).

Наше заключение, что метод емкость—частота при установленном нормами предельном отношении $C_2/C_{50} = 1,3$ допускал включение увлажненных трансформаторов, подтверждает также результаты исследований лаборатории Азэнерго. Как видно из кривых, приведенных в докладе В. П. Ростовцевой [Л. 9, фиг. 2], при «условной влажности» изоляции модели трансформатора в 60%

($\frac{C_{80}}{C_{20}} = 1,6$) отношение C_2/C_{50} при температуре 20°С составляло всего 1,2 и только при «условной влажности» 100% ($\frac{C_{10}}{C_{20}} = 2$) отношение достигло 1,35. Повидимому,

на основании этих результатов в системе Азэнерго были установлены более жесткие нормы для отношения C_2/C_{50} , чем в циркуляре 3/Э.

По данным М. В. Хомякова [Л. 5, рис. 2, стр. 25] измерения в холодном состоянии (10...30°С) на 60 трансформаторах с различной степенью увлажнения показали, что предельному значению $C_2/C_{50} = 1,3$ в ряде случаев соответствовали очень большие значения $\lg \delta$ (5...8%), обстоятельства, по мнению М. В. Хомякова, подтверждающие то положение, что само по себе отношение емкости C_2/C_{50} не является достаточным критерием для суждения о степени увлажненности трансформатора.

Таким образом, наши дополнительные исследования на трансформаторе ТМГ-5600/110 и данные других участников дискуссии полностью подтвердили наше мнение о недостаточной чувствительности метода емкость—частота и о непригодности нормы $C_2/C_{50} = 1,3$...1,2 при 10...20°С.

Данные последнего исследования МТЗ (табл. 1) показали также несостоятельность возражений В. Б. Кулаковского, ставивших под сомнение опытные данные 1948 г. по 16 трансформаторам МТЗ и результаты испытаний моделей межкатушечной изоляции 220 кВ.

Отметим также, что все измерения емкостей C_2 и C_{50} как на моделях межкатушечной изоляции, так и на испытываемых трансформаторах производились заранее выверенным (работниками ЦНИЭЛ МЭС) прибором ПКВ, а измеренные емкости моделей в масле при 50 гц составляли не 900 [Л. 4, стр. 19], а 1300...1500 нф [Л. 8, табл. 3].

И. А. Сыромятников и В. Б. Кулаковский ссылаются на зарубежный опыт [Л. 23] применения метода емкость—частота. Повидимому, они не обратили внимания на то обстоятельство, что применение этого метода за рубежом имеет существенно важное (принципиальное) отличие: в качестве критерия для оценки влажности принимается не отношение емкостей C_2/C_{50} , а непосредственно измеренное относительное изменение емкостей при частотах 0,5 и 50 гц. В этих условиях чувствительность метода к увлажнению повышается в сотни раз. Например, в статье [Л. 23] приводятся результаты измерений этим методом на трансформаторе в процессе его сушки при температуре около 100°С. Если в начале сушки относительное изменение емкости было около 10, то в конце сушки оно составляло менее 0,5, т. е. показатель увлажнения изменился в несколько сот раз.

В этих же условиях измерения $\lg \delta$ показали: в начале сушки $\lg \delta \approx 100\%$, а в конце сушки $\lg \delta \approx 0,5\%$, т. е. показатель уменьшился приблизительно в 200 раз. Если в этих же условиях производились бы измерения отношения емкостей C_2/C_{50} , то за время сушки этот показатель уменьшился бы не более чем в 2,5—3,5 раза. Из этих данных легко усмотреть, насколько более чувствительным к увлажнению является принятый за рубежом метод непосредственного измерения относительного изменения емкостей при частотах 0,5 и 50 гц, по сравнению с разработанным ЦНИЭЛ методом C_2/C_{50} .

О допустимой степени увлажненности изоляции. Во втором разделе своей статьи «О допустимой степени увлажненности изоляции» В. Б. Кулаковский преследует, по существу, ту же цель, что и в первом: с одной сторо-

ны, — обосновать отмеченный циркуляр 3/Э, а с другой, — поставить под сомнение обоснованность требования о включении в работу трансформаторов в неувлажненном состоянии [Л. 4].

В. Б. Кулаковский утверждает, что характеристики изоляции (сопротивление изоляции, тангенса угла потерь и др.) колеблются в довольно широких пределах для новых трансформаторов, даже выпущенных одним заводом, и что это якобы свидетельствует о разной степени увлажненности новых трансформаторов.

Это утверждение не согласуется с практикой. Так например, по данным С. А. Городецкого [Л. 1, таблица, стр. 56] испытания трехфазных трансформаторов перед включением измерения на обмотках ВН и НН 51 трехфазного трансформатора на 6...35 кВ при температурах 10...30°С дали $\lg \delta$, не превосходящий 1,1%, а при измерении при тех же температурах на обмотках ВН 38 трансформаторов на 110 кВ $\lg \delta$ получился не более 0,92.

Или, например, по данным заводских испытаний за 1955 г. (рис. 1) 50 различных одно- и трехфазных, двух- и трехобмоточных трансформаторов на 35, 110 и 220 кВ, мощностью от 7500 до 60000 кВА, измерения $\lg \delta$ (мостом МД-16 при напряжении 10 кВ) при 20...30°С на 119 обмотках ВН, СН и НН дали следующие результаты:

Число обмоток	В процентах от 119 измеренных обмоток	$\lg \delta$, %
5	4,2	$\leq 0,3$
97	81,5	0,4...0,6
14	11,8	0,7...0,8
3	2,5	$\geq 0,9$

Как легко видеть, приведенные данные далеки от нормированных в циркуляре 3/Э МЭС. Учитывая возможные погрешности при измерении малых $\lg \delta$ мостом МД-16, можно считать, что разброс получился сравнительно небольшой.

Попутно следует отметить, что данные М. В. Хомякова [Л. 5] о кинетике нарастания $\lg \delta$ в зависимости от температуры ($\lg \delta_{10^\circ}/\lg \delta_{20^\circ}$) не согласуются с результатами заводских испытаний новых трансформаторов. По

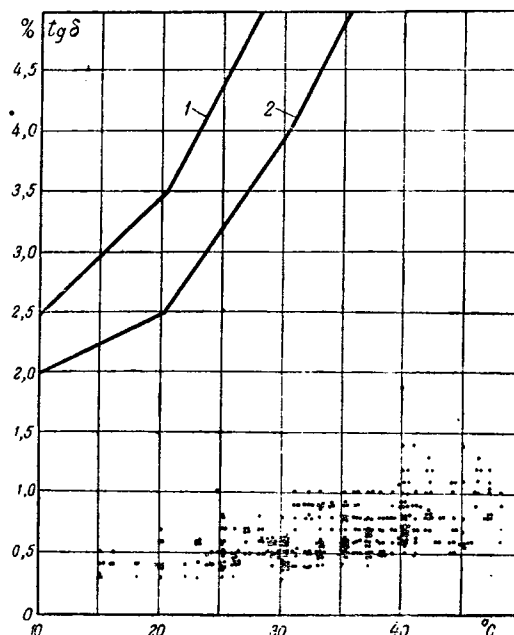


Рис. 1. Значения $\lg \delta$ в зависимости от температуры для обмоток ВН, СН и НН различных типов 158 трансформаторов на 35, 110 и 220 кВ, мощностью 7500...60000 кВА выпуска МТЗ 1955 г.

1—предельные значения по Эксплуатационному циркуляру 3/Э для обмоток с номинальным напряжением 35 кВ и ниже; 2—то же, но для обмоток с номинальным напряжением 50 кВ и выше.

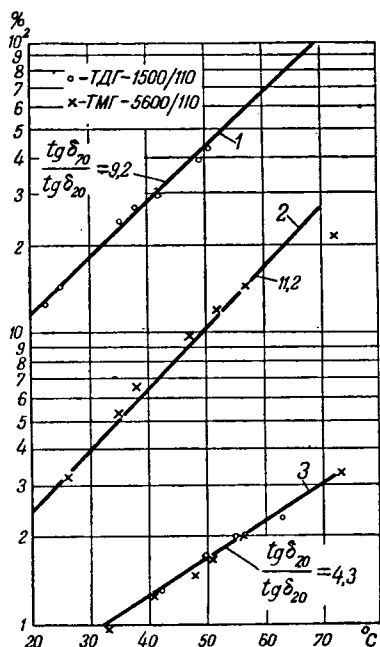


Рис. 2. Диэлектрические потери изоляции трансформаторов в зависимости от температуры и степени увлажненности.

1 и 2 — увлажненная изоляция; 3 — после сушки.

нашим данным крутизна нарастания $\operatorname{tg} \delta$ от температуры для неувлажненной изоляции получается не больше, а меньше, чем для увлажненной изоляции (рис. 2). Такое же соотношение получается, например, при снятии температурных зависимостей $\operatorname{tg} \delta$ пропитанного маслом картона или бумаги в неувлажненном и увлажненном их состоянии.

Небольшие значения $\operatorname{tg} \delta$ обмоток масляных трансформаторов габаритов III, IV и V производства МТЗ объясняется не только относительно высоким качеством сушки трансформаторов на заводе, но и применением в этих трансформаторах основных изоляционных материалов с относительно малыми диэлектрическими потерями, а также тем, что твердая изоляция в основном находится в последовательном соединении с маслом. Поэтому значения тангенса угла потерь для масляных трансформаторов конструкции МТЗ являются более характерным параметром, чем для трансформаторов других конструкций, где применены изоляционные материалы с относительно высокими значениями тангенса угла потерь (прессованная изоляция типа гетинакса и др.).

Вот почему приведенная на рис. 1 статьи М. Н. Гольцмана [Л. 17] огибающая максимальных значений $\operatorname{tg} \delta$ для 46 новых трансформаторов 154 кВ (в подавляющем большинстве поставки инофирм) проходит выше нашей кривой [Л. 8, рис. 6, стр. 50]. Тем не менее и по кривой М. Н. Гольцмана максимальные значения $\operatorname{tg} \delta$ при 30°С в 2 раза, а при 40°С в 2,5 раза ниже, чем по нормам циркуляра 3/Э МЭС.

В. Б. Кулаковский, учитывая большие запасы электрической прочности в изоляции современных трансформаторов, а также ссылаясь на нормы и опыт включения в работу трансформаторов с увлажненной изоляцией, приходит к выводу, что требования новой инструкции трех министерств являются «...необоснованно жесткими» и что «...трансформаторы могут надежно работать при влажности изоляции, значительно превышающей ту, с которой обычно выпускаются трансформаторы с завода» [Л. 4, стр. 23].

Нормы для оценки влажности изоляции трансформаторов, разработанные на основании «статистической обработки результатов испытаний надежно работающих трансформаторов», не учитывают ни конструктивных особенностей изоляции, ни диэлектрических характеристик масла трансформаторов и ориентированы на худшие

характеристики изоляции «надежно работающих трансформаторов» [Л. 21]. Между тем, более важным является не абсолютное значение тех или иных показателей, а их изменение по сравнению с первоначальными данными, соответствующими заведомо исправному состоянию трансформатора. Поэтому оценка влажности изоляции новых трансформаторов по нормам «статистической обработки» может привести к грубым ошибкам.

Большие запасы электрической прочности изоляции по сравнению с рабочими градиентами, на которые ссылается В. Б. Кулаковский, предусмотрены не на возможность включения трансформаторов в увлажненном состоянии, а на возможные воздействия при коммутационных и атмосферных перенапряжениях. Следует иметь в виду, что с повышением класса напряжения запасы электрической прочности изоляции неизбежно уменьшаются, и поэтому нельзя безнаказанно распространять опыт включения трансформаторов 6...35 кВ с увлажненной изоляцией на классы напряжения 110 и 220 кВ.

В. Б. Кулаковский, опираясь на работу ВЭИ [Л. 16], утверждает, что нет оснований опасаться пробоя изоляции при импульсах по причине ее увлажненности. Между тем, как видно из результатов этого исследования, вакуумная обработка картона при температуре 18°С в течение 15 час повысила импульсную прочность на 71%, в то время как прогрев 20 час под вакуумом при температуре 80...95°С повысил импульсную прочность уже на 110%.

По более поздним данным Тига и Мак Уиртера [Л. 11], при импульсном испытании диэлектрическая прочность пропитанного маслом картона уменьшается примерно на 20...30% при увеличении коэффициента потерь ($\operatorname{tg} \delta$) от 0,6 до 2%, что соответствует увеличению влажности картона всего до 2,25%. Проведенные на МТЗ в начале текущего года испытания картона марки ЭМ, пропитанного маслом, показали, что увеличение его влажности с 0,05 до 3% ведет к снижению импульсной прочности (в холодном масле) более чем на 30%, а 50-перiodной прочности в горячем масле ($90 \pm 5^\circ\text{C}$) более чем вдвое. Эти данные, как и работы вышеупомянутых авторов, показывают, что в высоковольтных трансформаторах с их сравнительно малым запасом электрической прочности изоляции есть все основания опасаться пробоя также и при импульсах даже при сравнительно небольшом увлажнении изоляции.

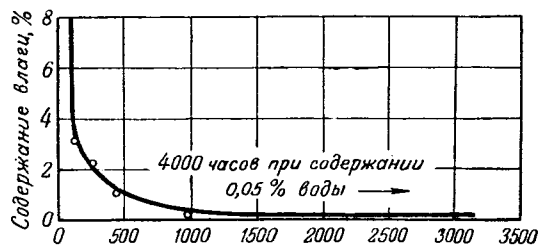


Рис. 3. Старение целлюлозной изоляции в масле, при котором прочность ее на разрыв падает до нуля в зависимости от содержания влаги.

В. Б. Кулаковский и некоторые другие авторы [Л. 1, 2, 3, и 17] не учитывают также губительного влияния влаги на старение изоляции, на ослабление механической прочности ее на разрыв. Совершенно правильно указывает в своей статье М. В. Хомяков, что увлажненная изоляция старится во много раз быстрее, чем сухая [Л. 5].

Как показали исследования М. Кларка [Л. 10], срок службы (потеря механической прочности на разрыв) целлюлозной бумаги значительно сокращается уже при увеличении содержания воды в сухой изоляции примерно до 0,5% ее сухого веса (рис. 3). По данным М. Кларка, механическая долговечность целлюлозной изоляции в условиях старения при 120°С уменьшается наполовину на каждые 100% увеличения содержания влаги. Конечно, в условиях нормальной эксплуатации процессы старения увлажненной изоляции протекают более медленно, но тем не менее присутствие влаги причиняет непоправимый вред изоляции.

При нагревании увлажненного масляного трансформатора влага из твердой изоляции постепенно переходит в масло. По данным Л. Масси [Л. 18] сухое масло способно растворить при 20°С до 0,005% воды². Это количество воды снижает пробивное напряжение чистого масла примерно на 20%, а при загрязнениях, например хлопчатобумажными волокнами, пробивное напряжение снижается уже на 90%. Загрязняющие примеси помогают частицам воды оставаться во взвешенном состоянии, и в этом состоянии вода оказывает гораздо более вредное влияние, чем когда вода растворена в масле или когда она выпадает на дно бака трансформатора. При неблагоприятных обстоятельствах взвешенная вода осаждается на изоляции в виде капель, образуя опасное увлажнение изоляции. Этим можно объяснить имевшие место случаи обнаружения крупинки льда на различных частях выемной части увлажненного трансформатора при осмотре в зимних условиях, после прогрева трансформатора в масле.

Вред, причиняемый водой маслу, не ограничивается снижением пробивного напряжения. Наличие воды является вредным и в других отношениях. Как указывает Л. Масси, вода активизирует имеющуюся в масле органическую кислоту и убыстряет процесс коррозии металлов и целлюлозных материалов в трансформаторах. На вред, причиняемый водой маслу, указывают и другие авторы. Б. П. Бурьянов указывает [Л. 19], что влажное масло в среднем старится в 5 раз быстрее, чем сухое.

Некоторые работники электрообъединений и монтажных организаций [Л. 2, 3 и 17], указывая на широкое и успешное внедрение (с 1951 г.) метода C_2/C_{50} и норм циркуляра 3/Э МЭС по оценке влажности изоляции, приводят статистические данные о количестве и мощности трансформаторов, включенных без сушки на основе вышеупомянутого метода и норм. В подкрепление своих доводов они приводят также удачные случаи безаварийного включения даже сильно увлажненных трансформаторов. Было бы полезно, если бы сторонники «прогрессивного» включения трансформаторов с увлажненной изоляцией привели статистические данные об аварийности и сроках службы изоляции и в особенности масла трансформаторов в их системах за периоды до и после внедрения метода C_2/C_{50} .

Нет ничего удивительного в том, что включение в работу заведомо увлажненных трансформаторов в ряде случаев, на которые ссылаются в своих статьях В. Б. Кулаковский, М. Н. Гольцман и др., проходило без аварий при стечении благоприятных обстоятельств — низкий уровень коммутационных и атмосферных перенапряжений, благоприятный режим нагрузки и др., — когда запасы электрической прочности изоляции могут оказаться достаточными и для увлажненной изоляции.

Учитывая губительное влияние влаги на электрическую прочность и срок службы твердой и жидкой изоляции, МТЗ считает, что все вновь изготовленные трансформаторы должны включаться в работу в практически неувлажненном состоянии, т. е. с минимальными отклонениями от того состояния, в котором трансформатор находился при выпуске с завода. Этот принцип и положен в основу новой инструкции трех министерств [Л. 7]. МТЗ считает, что степень увлажненности изоляции, которую допускает в настоящее время приложение № 5 к инструкции МЭС по эксплуатации трансформаторов³ [Л. 20], не может обеспечить надежную и долговечную работу трансформаторов.

Об увлажнении трансформаторов в эксплуатации. Нельзя согласиться с утверждением В. Б. Кулаковского, что увлажнение трансформатора в процессе его эксплуатации является неизбежным процессом и что с этим нужно мириться. Приведенные им в качестве обоснования данные измерений до и после сушки четырех трансформаторов, забракованных после 1—2 лет эксплуатации по результатам профилактических испытаний, не убедительны. Во-первых, не указано и неизвестно, в каком состоянии



Рис. 4. Прекращение доступа влаги при различных степенях возрастания температуры.

эти трансформаторы были включены в работу. Во-вторых, не указан $\text{tg } \delta$ масла до и после сушки трансформаторов. А ведь известно, что за последние годы было обнаружено много случаев ухудшения диэлектрических характеристик изоляции у работающих трансформаторов не вследствие увлажнения твердой изоляции трансформатора, а в результате старения или порчи масла [Л. 13 и 14].

Как известно, увлажнение сухой волокнистой изоляции, погруженной в масло, может происходить только в результате увлажнения масла, если оно, например, соприкасается с окружающим воздухом, содержащим влагу.

На рис. 4, заимствованном из статьи Е. М. Брискол [Л. 12], показано влияние температуры на адсорбцию влаги шестислойной цилиндрической катушкой, погруженной в масло при относительной влажности окружающего воздуха 98%. Как видно из рис. 4, при температуре 20°С (что может соответствовать выключенному состоянию трансформатора) идет быстрое возрастание $\text{tg } \delta$ наружного слоя обмотки, указывающее на ее увлажнение. При повышении же температуры до 36°С (что может соответствовать средней нагрузке трансформатора) рост $\text{tg } \delta$, т. е. поглощение влаги, прекращается и в дальнейшем при повышении температуры масла до 90°С (что соответствует максимальной нагрузке трансформатора) идет снижение $\text{tg } \delta$ — подсыхание изоляции наружного слоя. Этот опыт наглядно показывает, что увлажнение масляного трансформатора может происходить только тогда, когда трансформатор длительное время находится в отключенном состоянии или когда он хранится, например, на монтажной площадке, недолитый маслом без расширителя. Во всех этих случаях большая поверхность масла доступна для контакта с воздухом, чему сопутствует поглощение маслом влаги из воздуха и постепенное увлажнение сначала наружных, а затем внутренних слоев изоляции.

По этой причине недопустимо длительное хранение на монтажной площадке трансформаторов, недолитых маслом, без расширителей, как это практиковалось, например, трестом «Сибэлектромонтаж» [Л. 3]. Увлажнение трансформатора в условиях эксплуатации следует рассматривать скорее как результат недосмотра, а не как неизбежное явление.

Приведенные результаты измерений при ревизиях девяти трансформаторов на 220 кВ после их эксплуатации от 1,5 до 4,5 лет показывают, что в процессе эксплуатации увлажнения не произошло. Наоборот, по измерению R_{60} и $\text{tg } \delta$, например, у трансформатора № 611281, в процессе эксплуатации несколько улучшились характеристики изоляции обмоток СН и НН.

Сопоставление данных табл. 2 с нормами приложения 5 новой инструкции МЭС [Л. 20] выявляет, что по инструкции трансформатор № 572453 нельзя считать увлажненным, и после капитального ремонта он не требует сушки, даже в том случае, если в результате увлажнения $\text{tg } \delta$ его обмоток (при температуре 74°С) возрастает более чем в 9 раз. Это сопоставление наглядно показывает, что пользование предельными нормами упомянутой инструкции может привести к включению трансформаторов с высокой степенью общего увлажнения изоляции.

О включении без сушки. Требование включения трансформаторов в работу в неувлажненном состоянии вовсе не означает необходимости нагрева или сушки включае-

² При увеличении температуры способность масла к растворению водой значительно возрастает.

³ Инструкция не согласована с Министерством электротехнической промышленности.

Таблица 2

Характеристики трансформаторов на 220 кВ производства МТЗ по данным испытаний при ревизиях в эксплуатации

Тип и заводской номер трансформатора	Условия и дата испытаний	Результаты измерений															
		Температура, °С	Сопротивление изоляции R_{60} , $M\Omega M$			R_{60}/R_{15}			$\lg \delta$, %			C_2/C_{50}			C_2/C_x		
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
ОДТГ-40000/220 № 611281	Перед включением, декабрь 1952	18	—	—	—	—	—	—	0,2	1,3	0,6	1,04	1,025	1,02	—	—	—
		71	200	67	71	1,33	1,23	1,18	2,0	5,2	4,5	—	—	—	—	—	—
	При ревизии, июнь 1954, после 1,5 лет эксплуатации	30	—	—	—	—	—	—	0,2	0,2	0,2	1,09	1,05	1,03	—	—	—
		70	175	90	95	1,25	1,12	1,27	2,0	3,4	2,8	1,11	1,16	1,29	1,02	1,03	1,09
ОДТГ-30000/220 № 581037 (фаза А)	При ревизии, март 1955, после 3,5 лет эксплуатации	27	1 800	1 800	1 700	1,29	1,63	1,7	0,5	0,5	0,3	1,003	1,05	1,09	—	—	—
		26	1 700	1 800	1 700	1,21	1,50	1,6	0,3	0,2	0,4	1,08	1,04	1,09	—	—	—
	То же, но фаза В	24	1 800	1 700	1 700	1,38	1,54	1,7	0,3	0,2	0,3	1,003	1,05	1,09	—	—	—
		То же, но фаза С	22,5	2 500	—	1 300	1,39	—	1,59	0,2	—	0,4	1,05	—	1,06	—	—
ОДГ-25000/220 № 590213	При ревизии, июль 1955, после 4 лет и 8 мес. эксплуатации		76	160	—	75	1,23	—	1,25	1,6	—	2,0	1,25	—	1,25	1,01	—
		То же	23,5	2 800	—	1 600	1,55	—	1,23	0,2	—	0,2	1,06	—	1,06	—	—
	То же		78	150	—	95	1,15	—	1,12	2,0	—	1,9	1,2	—	1,22	1,03	—
		То же	19	2 100	—	2 600	1,24	—	1,53	0,1	—	0,1	1,025	—	1,03	—	—
ОДГ-40000/200 № 597865	То же		74	220	—	110	1,16	—	1,14	1,7	—	1,7	1,2	—	1,17	1,01	—
		То же	22	3 000	—	3 700	1,36	—	1,63	0,2	—	0,3	1,03	—	1,03	—	—
	То же		80	165	—	75	1,18	—	1,1	1,7	—	2,1	1,25	—	1,27	1,0	—
		При ревизии, сентябрь 1955, после 1 года эксплуатации и 2 лет 9 мес. пребывания в резерве	17	3 500	—	2 500	1,40	—	1,39	0,6	—	0,5	1,02	—	1,01	—	—
То же	70		290	—	170	1,07	—	1,11	1,5	—	1,3	—	—	—	1,036	—	1,04

мого трансформатора. Для трансформаторов, отправляемых залитыми маслом, не будет необходимости ни в прогреве, ни в сушке, если соблюдены требования новой, действующей инструкции.

В части трансформаторов, отправляемых незалитыми, МТЗ в настоящее время принимает дополнительные меры для предохранения от увлажнения их изоляции в пути следования и при хранении на монтажной площадке, с тем чтобы исключить перед включением прогрев трансформаторов даже до нижней температуры.

Мы целиком и полностью согласны с М. Н. Гольцманом [Л. 17] в том, что все новые трансформаторы, отправляемые заводом залитыми маслом или заполненными газом, могут и должны включаться в работу без сушки на месте установки при условии, что нет нарушения герметичности баков с вытекающими отсюда последствиями.

Совершенно правильно и независимо от результатов измерений инструкция трех министерств [Л. 7] требует контрольной подсушки и сушки тех трансформаторов, которые длительное время и без защиты от увлажнения хранились без масла или у которых при транспортировке или хранении была нарушена герметичность уплотнений. Как мы уже указывали [Л. 8], в таких случаях проверка общей увлажненности изоляции по измерениям R_{60} и $\lg \delta$ и других величин как в холодном, так и в нагретом состоянии не является еще достаточной для включения трансформатора без сушки. Необходимо еще убедиться в отсутствии местных увлажнений.

Исследования показывают, что пропитанная маслом волокнистая изоляция трансформатора увлажняется с неодинаковой скоростью в различных частях. В частности, витковая изоляция, как более плотная и с меньшей вследствие этого удельной поверхностью соприкосновения с воздухом, увлажняется значительно медленнее, чем изоля-

ция межкатушечная или изоляция между обмотками и на ярмо (прокладки, цилиндры шиты и т. п.), удельная поверхность соприкосновения которых с воздухом больше. При измерении R_{60} , $\lg \delta$ и других параметров витковая изоляция включена последовательно с другими видами изоляции и при неравномерном увлажнении изоляции результаты измерения будут характеризовать в основном состояние витковой изоляции, не отражая в должной мере состояние других частей изоляции. По этим же соображениям требование работников Главуралэнерго, чтобы на трансформаторы, отправляемые без масла, монтажные организации располагали данными заводских измерений без масла, по нашему мнению, является неоправданным и не достигает цели. Задача ускорения монтажа мощных трансформаторов должна, по нашему мнению, решаться не за счет снижения требований к состоянию изоляции трансформаторов перед их включением и не путем упрощения методов и норм контроля влажности, а в результате применения мер, исключающих возможность увлажнения в пути и при хранении. Только при этих условиях конструкторы смогут идти на повышение градиентов напряжения в изоляции и успешно разрешать задачу уменьшения весов и габаритов, а также добиваться дальнейшего улучшения эксплуатационных характеристик трансформаторов.

Как показывает зарубежный опыт, помимо значительного улучшения качества основных изоляционных материалов и снижения их диэлектрических потерь, современное трансформаторостроение идет по пути повышения градиентов напряжения за счет дальнейшего усовершенствования на заводах-изготовителях технологии сушки и пропитки, ужесточения контроля режимов сушки, внедрения более совершенных методов контроля изоляции [Л. 11, 15 и 23].

Выводы. 1. Высказывания В. Б. Кулаковского и некоторых других авторов о том, что «трансформаторы могут надежно работать при степени влажности изоляции, значительно превышающей ту, с которой обычно выпускаются трансформаторы с завода», являются необоснованными и вредными, так как они неправильно ориентируют работников эксплуатации. Такая ориентация приводит к включению трансформаторов с повышенной увлажненностью, ускоренному старению трансформаторов и масла.

2. Заводам совместно с эксплуатирующими организациями необходимо проводить систематическую работу по совершенствованию и упрощению методов контроля изоляции, по изысканию метода определения местных увлажнений и разработке мер, ускоряющих монтаж и включение трансформаторов.

3. Облегчение условий включения трансформаторов без нагрева или сушки должно достигаться не за счет ослабления требований или упрощения методов оценки увлажненности изоляции, а в результате ряда организационных и конструктивных мероприятий, которые исключали бы возможность увлажнения трансформатора в пути, при хранении его на монтажной площадке или в процессе эксплуатации.

4. Как показали результаты измерений при ревизии трансформаторов 220 кВ после 1,5...4,5 лет его эксплуатации, значения характеристик изоляции ($\lg \delta$, C_2/C_{50}) этих трансформаторов весьма далеки от нормированных в приложении 5 к инструкции по эксплуатации трансформаторов МЭС. Руководство нормами этого приложения может привести к включению после ремонта сильно увлажненных трансформаторов. Приложение 5 следует пересмотреть и привести его в соответствие с новой инструкцией трех министерств.

5. Выступления работников эксплуатации и монтажа [Л. 1, 2 и 5], дополнительные исследования МТЗ на трансформаторе ТМГ-5600/110, результаты исследования в лаборатории Азэнерго на модели трансформатора 35 кВ, а также анализ результатов измерений при ревизии трансформаторов МТЗ на 220 кВ подтверждают наше мнение о недостаточной чувствительности к увлажнению метода C_2/C_{50} в том виде, как он был нормирован МЭС.

Литература

1. С. А. Городецкий. О способах оценки увлажненности трансформаторов. Электричество, № 9, 1955.
2. А. П. Карамзин, Я. С. Колин, А. М. Маринов и Л. М. Раузин. Вопросы включения трансформаторов без сушки в свете практики. Электричество, № 9, 1955.
3. Д. И. Поляк. Опыт включения трансформаторов без сушки. Электричество, № 9, 1955.
4. В. Б. Кулаковский. Современные методы контроля влажности изоляции. Электричество, № 10, 1955.
5. В. М. Хомяков. Опытные данные по оценке влажности трансформаторов. Электричество, № 10, 1955.

6. Техническое управление МЭС. Эксплуатационный циркуляр 3/Э. Определение необходимости сушки трансформаторов, апрель, 1951.

7. Министерство электротехнической промышленности, электростанций и Строительства электростанций СССР. Инструкция по оценке влажности изоляции трансформаторов перед вводом в эксплуатацию и условия включения их без сушки.

8. А. К. Ашрятов. О включении трансформаторов без сушки. Электричество, № 9, 1955.

9. В. П. Ростовцева. Контроль состояния изоляции трансформаторов по методу емкость—частота. Труды второй научно-технической сессии по эксплуатации высоковольтной изоляции. Госэнергоиздат, 1955.

10. F. M. Clark. Факторы, воздействующие на механическое повреждение целлюлозной изоляции. El. Eng., т. 61, стр. 742, 1942.

11. E. C. Wentz. Коэффициент мощности изоляции трансформаторов. Westinghouse Eng., т. 14, стр. 213, № 6, 1954.

12. E. M. Briscoe. Электрическая изоляция, погруженная в масло. Oil, т. 2, № 6, 1954.

13. В. Н. Звездкин. Опыт профилактических испытаний изоляции крупных электрических машин и трансформаторов. Труды Второй научно-технической сессии по эксплуатации высоковольтной изоляции. Госэнергоиздат, 1955.

14. М. А. Гладких. Влияние диэлектрических свойств масла на характеристики изоляции трансформаторов. Труды Второй научно-технической сессии по эксплуатации высоковольтной изоляции. Госэнергоиздат, 1955.

15. W. L. Teage, L. B. Rademacher. Изоляция трансформаторов. Новые методы и новые материалы. Westinghouse Eng., т. 14, стр. 187—191, № 5, 1954.

16. А. В. Панов и Л. А. Мравьян. Влияние различных факторов на импульсную прочность жидкой и пропитанной твердой изоляции. Бюллетень ВЭИ, стр. 32, № 10, 1935.

17. М. Н. Гольцман. О сушке силовых трансформаторов. Электричество, № 5, 1956.

18. L. Massey. Старение трансформаторного масла, ч. 1, J. of the Institution of Petroleum, март, 1952.

19. В. П. Бурьянов. Трансформаторное масло. Госэнергоиздат, стр. 73, 1955.

20. Техническое управление МЭС. Инструкция по эксплуатации трансформаторов. Госэнергоиздат, стр. 55—56, 1955.

21. В. Н. Звездкин и Р. Г. Надельсон. О включении трансформаторов без сушки. Испытание изоляции крупных трансформаторов. Электричество, № 7, 1956.

22. И. А. Сыромятников. Требование сушки трансформаторов при монтаже и задача технического прогресса. Электричество, № 7, 1956.

23. E. C. Rippa. Методика импульсных испытаний. Tr. of SA Inst. of El. Eng., т. 46, стр. 41, № 2, 1955.

ОТ РЕДАКЦИИ

Проведенная дискуссия по вопросу об условиях включения трансформаторов без сушки была полезной. Она затронула ряд очень важных и актуальных вопросов. В дискуссии приняли участие специалисты, располагающие большим эксплуатационным и производственным опытом.

Редакция считает правильным и прогрессивным принятое в последние годы направление на оценку состояния изоляции трансформаторов без нагрева на основе определения комплекса показателей. Решение этого вопроса оказалось возможным в результате больших работ, проведенных энергосистемами, научно-исследовательскими организациями и промышленностью, в частности благодаря разработке и практическому внедрению новых методов контроля влажности трансформаторов (емкостные методы и метод абсорбции). Эти методы в последние годы начали применять и за границей.

Оценка состояния изоляции трансформаторов возможна только по комплексу показателей: суждение на основе только одного из показателей, даже наиболее чувствительного, может привести к неправильным выводам и практическим рекомендациям.

При составлении норм для оценки влажности изоляции трансформаторов должны учитываться не только данные заводских измерений, но также и данные эксплуатации.

Вопрос о влиянии влажности на пробивную прочность изоляции трансформаторов как при длительном приложении напряжения, так, особенно, при импульсах в настоящее время изучен недостаточно. Необходимо продолжить работы по исследованию методов и норм влажности изоляции трансформаторов. Особое внимание должно быть уделено определению допустимой степени увлажнения изоляции трансформаторов. Было бы неверным отказаться от решения этого вопроса.

Редакция считает неправильным рекомендацию завода о нагреве до 70°C трансформаторов 110 и 220 кв, отправляемых без масла, независимо от результатов измерений.

Однако редакция полагает, что требования завода о выполнении инструкций по исключению правильны; монтажным и строительным организациям необходимо строго соблюдать действующие правила и инструкции.

В дискуссии были затронуты некоторые важные вопросы состояния отечественного трансформаторостроения, не имеющие прямого отношения к вопросу о сушке трансформаторов. Редакция считает необходимым развить обсуждение этих вопросов и просит работников трансформаторных заводов, монтажных и эксплуатационных организаций, а также работников научно-исследовательских институтов и высших учебных заведений принять участие в этой дискуссии

И. А. Сыромятников



За рубежом

НЕКОТОРЫЕ ДАННЫЕ ОБ ЭНЕРГЕТИКЕ ФЕДЕРАТИВНОЙ РЕСПУБЛИКИ ГЕРМАНИИ¹

Инж. Г. В. СЕРБИНОВСКИЙ, кандидат техн. наук К. Ф. РОДДАТИС

Москва

Территория Федеративной республики Германии (ФРГ) равна примерно 245 тыс. км². Ее протяженность с севера на юг составляет около 760 км, а с востока на запад — 420 км. В ФРГ проживает приблизительно 50 млн. чел. Таким образом, численность населения ФРГ лишь на 9 млн. чел. меньше численности населения Франции, в то время как ее территория в 2 раза меньше территории Франции.

ФРГ является высокоразвитой промышленной страной. В 1954 г. объем ее промышленной продукции был на 67% больше объема промышленной продукции Франции. По добыче угля ФРГ почти догнала Англию, а по выплавке стали, чугуна и меди, а также по производству цемента обогнала ее. По производству алюминия ФРГ обогнала Францию и вышла на первое место в Западной Европе.

Энергетические ресурсы страны расположены таким образом, что на северо-западе находятся значительные месторождения каменного и бурого угля, а на юге — источники гидроэнергии, запасы которой невелики. Отдельные источники энергии имеют следующий удельный вес в общей выработке электроэнергии: каменный уголь 59%; бурый уголь 23%; гидроресурсы 16%.

Электростанции являются крупнейшими потребителями угля в стране. Из общей добычи каменного угля в 28...30 млн т они израсходовали в 1954 г. около 18 млн т, а из 70 млн т добытого бурого угля — примерно половину.

В 1955 г. производство электроэнергии в ФРГ составило около 75 млрд. кВтч, а установленная мощность электростанций 17 млн. кВт при максимальной нагрузке 14 млн. кВт.

По выработке электроэнергии ФРГ находится на третьем месте в Европе (после СССР и Англии). В течение последних лет выработка электроэнергии ежегодно возрастает на 11...13%.

В 1955 г. производство электроэнергии на душу населения в ФРГ составило около 1500 кВтч, т. е. примерно столько же, сколько в Англии, и в 1,5 раза больше, чем во Франции.

Среди потребителей электроэнергии первое место занимает промышленность — 75%, затем идет бытовое потребление — 9%, торговля и ремесла — 7%, транспорт — 3%, сельское хозяйство — 2% и т. д.

Все электростанции страны работают на общую сеть,

и все потребители электроэнергии питаются от этой сети.

Электрические станции. Мощность тепловых электростанций и производство электроэнергии на них значительно превышают мощность и производство энергии на гидроэлектростанциях. В конце 1954 г. из общей мощности электростанций 15,8 млн. кВт на долю тепловых электростанций приходилось 13,2 млн. кВт, а на долю гидроэлектростанций 2,6 млн. кВт. В 1954 г. производство электроэнергии на тепловых электростанциях составило $57\,462 \times 10^6$ кВтч, или 83,5% всей электроэнергии, произведенной в 1954 г., 35% мощности электростанций приходится на долю электростанций промышленных предприятий.

Увеличение мощности тепловых электрических станций осуществляется за счет постройки новых электростанций и замены на существующих станциях устаревшего оборудования новым, как правило, с высокими параметрами пара.

В дальнейшем предполагается более широко развивать тепловые электростанции, работающие на буром угле. В 1960 г. производство электроэнергии на буром угле должно увеличиться в 1,5 раза по сравнению с 1955 г. и составить 43% всего производства электроэнергии. В связи с этим уже построены тепловые электростанции общей мощностью около 2000 мвт в районе месторождения рейнского бурого угля теплотворностью около 1500 ккал/кг и влажностью до 60%. Ввиду отсутствия запасов охлаждающей воды на некоторых из этих станций имеются градирни с искусственной вентиляцией.

Новые тепловые электростанции в ФРГ строятся, как правило, с установленной мощностью 300...400 мвт, одновальными турбинами мощностью от 60 до 150 мвт. Удельный расход тепла на таких станциях составляет около 2500 ккал на отпущенный киловаттчас. Устанавливаемые на них котельные агрегаты имеют мощность около 10 тыс. кВт на 1 м ширины фронта или около 40 т/м. При турбогенераторах мощностью 100 мвт и котельных агрегатах паропроизводительностью 300 т/час стоимость установленного киловатта составляет 350 марок, приходящийся на установленный киловатт объем помещения 0,7 м³ и расход металла на установленный киловатт 75 кг. Указанные показатели имеют место при параметрах пара 200 ат и 560°C и наличии промежуточного перегрева до начальной температуры или близкой к ней температуры 530°C.

На вновь строящихся и модернизируемых электростанциях наиболее часто выбираются температура пере-

¹ По материалам группы советских энергетиков, посетивших ФРГ в декабре 1955 г.

гретого пара 500...535°С и давление 120...180 ат, что объясняется высокими ценами на легированные стали, которые потребовались бы при более высоких параметрах пара. Нановышие параметры пара 184 ат и температура острого пара 610°С (электростанция Людвигсгафен).

Вводимые в работу тепловые электростанции имеют компактную компоновку здания, продольное расположение гурбогенераторов и поперечное по отношению к оси котельной расположение котельных агрегатов. Здания станций выполняются как с металлическими, так и с железобетонными каркасами. Все электростанции имеют развитые золоулавливающие устройства, расположенные над котельным агрегатом или вынесенные за пределы здания. Отмечается стремление к объединению теплового и электрического щитов управления.

В галереях топливоподачи обычно применяются ленточные транспортеры, дробилки молоткового типа и устройства для разгрузки топлива с лент в виде дополнительного транспортера с возвратно-поступательными двигателями.

Котельные агрегаты, как правило, имеют бункеры для топлива со значительной емкостью от 16 до 42-часовой потребности в топливе. В некоторых случаях создаются запасы готовой пыли на 16 час работы в бункерах, подвешенных на каркасе котельного агрегата.

Из общего количества устанавливаемых котлоагрегатов прямоточные составляют около половины.

Наибольшая мощность котла составляет 450 т/час при давлении 205 ат и температуре перегрева 530°С с промперегревом до такой же температуры. Автоматические регуляторы горения, питания и для регулирования температуры перегрева установлены практически на всех крупных агрегатах.

Для снижения стоимости электростанций широко применяются блочные схемы (котел—турбина—генератор—трансформатор) без сборных паропроводов и сборных шин. При отсутствии котлов большой паропроизводительности применяются схемы: два котла—турбина—генератор—трансформатор. На отходящих от станции линиях 110 или 220 кВ выключатели часто не устанавливаются. Они устанавливаются только на узловых коммутационных пунктах, к которым присоединяются группы станций, отстоящие от этих пунктов на расстоянии до 30 км. При блочных схемах на станциях устанавливаются трехфазные трансформаторы по 150 и 200 мвга.

Повышение экономичности и надежности работы электростанций достигается применением промежуточного перегрева пара, полной деминерализации котловой воды и высококачественной тепловой изоляции, устранением неплотностей и практически полной герметизацией котлов, дожигом содержащихся в уносе горючих путем возврата их в топку и другими мерами. В результате применения перечисленных мер на станции Мангейм удалось значительно снизить удельный расход топлива и довести его до 323 г на киловаттчас.

Тепловые электростанции эксплуатируются при малой численности персонала. В среднем на каждую тысячу киловатт установленной мощности приходится 1...1,3 чел. эксплуатационного персонала. Как правило, должность дежурного инженера на электростанциях отсутствует. Дежурным по тепловому и электрическому щиту являются мастера соответственно котельного и электрического цехов. Дежурство же по станции поочередно несут инженеры станции, которых обычно бывает четыре: электро-техник, теплотехник, руководитель техбюро и инженер по измерительным приборам. После дежурства на станции каждый из этих инженеров дежурит на дому.

Ремонтные работы, как правило, осуществляются эксплуатационным персоналом станций с привлечением шеф-надзора от фирм-поставщиков оборудования. Очень сложные ремонтные работы иногда выполняются персоналом заводов-изготовителей этого оборудования.

На электростанциях общего пользования удельный расход топлива на отпущенный киловаттчас составлял в 1954 г. 500 г. Число часов использования установленной мощности тепловых электростанций ФРГ в год несколько выше 4 000.

Большая часть гидроэлектростанций ФРГ работает на бытовом стоке или имеет небольшие водохранилища суточного регулирования. Лишь небольшое их количество

имеет водохранилища сезонного регулирования. В ФРГ есть несколько гидроаккумулирующих установок.

Несмотря на сравнительно небольшую мощность, гидроэлектростанции играют существенную роль в экономичном покрытии графика нагрузки. Гидроэлектростанции, работающие на бытовом стоке, покрывают основание базисной части графика, а гидроэлектростанции, имеющие суточное регулирование, и гидроаккумулирующие установки покрывают пики графика.

Для гидроэлектростанций ФРГ характерно резкое увеличение выработки весной и летом, когда в Альпах происходит таяние снегов. Зимой и осенью выработка электроэнергии на гидроэлектростанциях падает. В связи с этим в весенние и летние дни потоки мощности направлены с юга, где сосредоточены гидроэлектростанции, на север страны. В эти дни тепловые электростанции, сосредоточенные на северо-западе страны, несут пониженную нагрузку. В осенние и зимние дни потоки мощности направлены с севера на юг. Осенью и зимой тепловые электростанции предельно загружены, а гидроэлектростанции несут минимальную нагрузку.

Такой реверсивный режим передачи мощности потребовал создания мощной транзитной сети, состоящей из линий 220 и 110 кВ. Часть линий 220 кВ сооружалась с расчетом перевода их в дальнейшем на напряжение 380 кВ. Кроме транзитной сети, в ФРГ получили широкое развитие распределительные сети с многочисленными подстанциями.

Энергетическая система ФРГ соединена электрическими сетями с системами Франции, Люксембурга, Бельгии, Голландии, Австрии, Швейцарии и Италии. По данным Комитета по электроэнергии Европейской экономической комиссии ООН в 1954 г. ФРГ экспортировала в соседние страны 1,33 млрд. кВтч и импортировала из этих стран 2,495 млрд. кВтч электроэнергии. Обмен электроэнергией способствовал более экономичному покрытию графиков нагрузки ФРГ и более полному обеспечению электроэнергией пограничных районов.

Линии электропередачи. По данным Комитета по электроэнергии Европейской экономической комиссии ООН на 1 января 1954 г. общая протяженность линий электропередачи ФРГ составила 20 851 км, в том числе линий 110 кВ 14 812 км, линий 220 кВ 6 039 км, часть из которых построена в габаритах 380 кВ. Если учесть, что в 1954 г. было сооружено 1 457 км линий, а в 1955 г. около 1 500 км, то в настоящее время общая протяженность линий электропередачи напряжением 110 и 220 кВ составляет около 23...24 тыс. км. В ФРГ в электрические сети ежегодно вкладывается столько же средств, сколько и в электростанции.

В Германии первая линия электропередачи 220 кВ Браувайлер—Хоэнзек была построена в 1929 г. Имелось в виду, что со временем она будет переведена на 380 кВ. На линии были применены двухцепные металлические опоры типа «бочка» с узкой базой, тремя траверсами и одним защитным тросом. Однако до настоящего времени линия работает на напряжении 220 кВ. Один из ее участников (Браувайлер—Рейнау) несколько лет тому назад был переведен на 300 кВ, для чего на подстанциях Браувайлер и Рейнау были установлены автотрансформаторы. Перевод линии Браувайлер—Хоэнзек на 380 кВ намечено осуществить в 1956—1957 гг. В это же время намечается перевести на 380 кВ и другие линии, которые пока эксплуатируются на напряжении 220 кВ.

В последние годы ведутся работы по сооружению кольца 380 кВ протяженностью свыше 1 000 км. Кольцо должно явиться мощной связью между гидро- и теплоэлектростанциями и обеспечить надежное питание промышленности Рура.

Новые линии 380 кВ сооружаются на двухцепных металлических опорах, существенно отличающихся от опор линии Браувайлер—Хоэнзек, построенной в 1929 г. Они выполнены из угловой стали и имеют две траверсы, на верхней монтируются две фазы, а на нижней—четыре. От прямых ударов молнии линии защищаются одним сталеалюминиевым тросом.

Каждая фаза линии расщепляется на четыре сталеалюминиевых провода сечением 240/40 мм². Если линия или одна из ее цепей будет работать на напряжении 220 кВ, то фазы ее расщепляются на два провода того же сечения. Через каждые 80 м между проводами расщепленной фазы ставятся распорки.

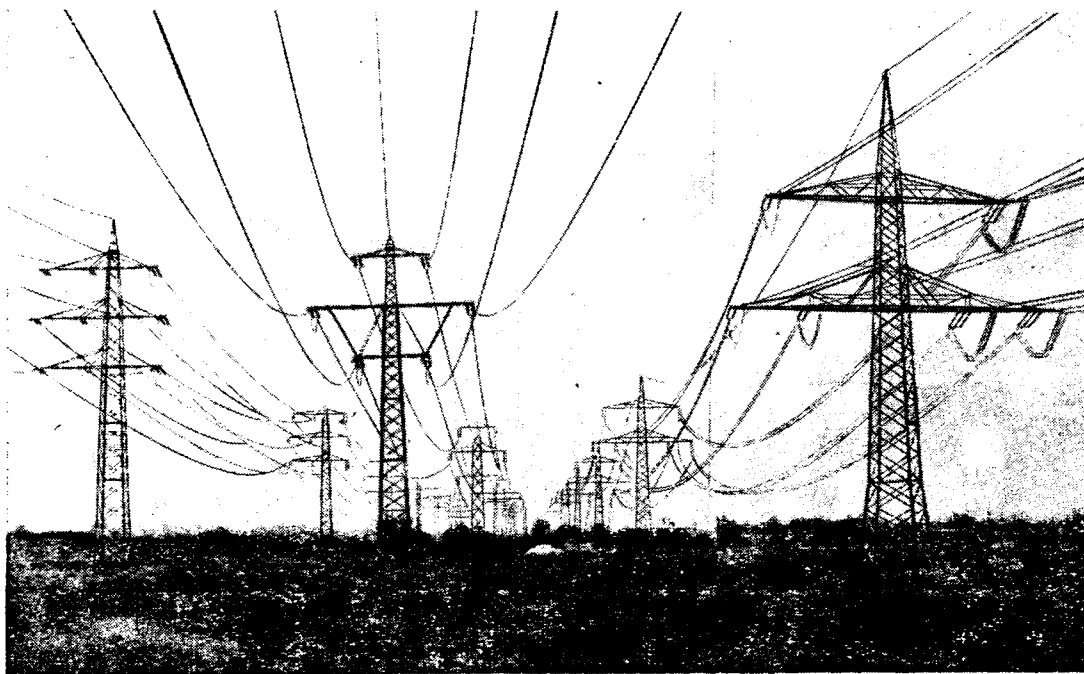


Рис. 1

На линиях 380 кВ применяются стержневые изоляторы. Каждая гирлянда представляет собой три последовательно соединенных стержня. На анкерных и угловых опорах гирлянды крепятся к траверсе раздельно.

Как правило, линии электропередачи напряжением 35...380 кВ сооружаются на двухцепных опорах, а иногда даже на трех- и четырехцепных. Это связано с большой стоимостью земли, отчуждаемой для сооружения линии, и значительными затратами на возмещение сносимых строений. На одной опоре допускается подвеска цепей разных напряжений. На рис. 1 представлена фотография одного из участков трассы линии электропередачи. Справа видна опора новой линии 380 кВ, в середине — опора линии, построенной в 1929 г. и работающей на напряжении 220 кВ, и слева — опора, на которой смонтированы две цепи 110 кВ и одна цепь 220 кВ.

Несколько лет назад в Рейнау (вблизи Мангейма) была создана испытательная установка 400 кВ. В результате исследовательских работ, проводимых здесь, должны быть определены электрические и механические параметры линий 400 кВ, которые позволили бы стандартизировать решения при проектировании и строительстве линий. К числу изучаемых вопросов относятся: наиболее выгодное расположение проводов, их диаметры и количество проводов в фазе; исследование короны и влияния на установку связи; изоляция линии и конструктивные решения. На испытательной установке построено два участка линий 400 кВ: один длиной 2,1 км на опорах башенного типа, которые могут быть преобразованы из одноцепных в двухцепные и наоборот, и другой длиной 1 км на опорах порталного типа. Применено несколько опор из стальных труб, заполненных центрифугированным бетоном.

Наблюдения над короной при различном количестве проводов в фазе и различном расположении их велись с 1953 г. В результате было признано наиболее целесообразным на двухцепных линиях применять расщепление фаз на четыре сталеалюминиевых провода сечением 240/40 мм² каждый.

На основе исследований была разработана и принята в качестве типовой промежуточная опора, изображенная на рис. 2. Весит такая опора около 15 т, длина пролета линии при таких опорах 350 м. В настоящее время продолжается непрерывное изучение потерь и помех с автоматической регистрацией метеорологических данных, а также испытание линейной арматуры.

Поскольку передача электроэнергии в ФРГ производится на сравнительно небольшие расстояния (для напря-

жения 380 кВ), считается нецелесообразным применение продольной емкостной компенсации.

Трансформаторные подстанции. В настоящее время в ФРГ имеется свыше 30 подстанций 220 кВ, на которых установлено более 90 трансформаторов общей мощностью около 8 млн. кВА. На подстанциях широко применяются трехфазные трансформаторы мощностью 100 мВА, а в отдельных случаях 150 и 200 мВА.

Начиная с 1937 г., трансформаторы 110 и 220 кВ выполняются трехфазными, передвижными, с горизонтальными втулками. Трансформаторы мощностью 150 и 200 мВА изготавливаются двухобмоточными, а в случае необходимости — с кабельными выводами 220 кВ. В настоящее время трансформаторы, как правило, выпускаются с регулированием напряжения под нагрузкой.

В связи с тем, что сети 220 кВ в ФРГ теперь работают с глухим заземлением нейтрали, устройство регулирования напряжения выполняется встроенным со стороны

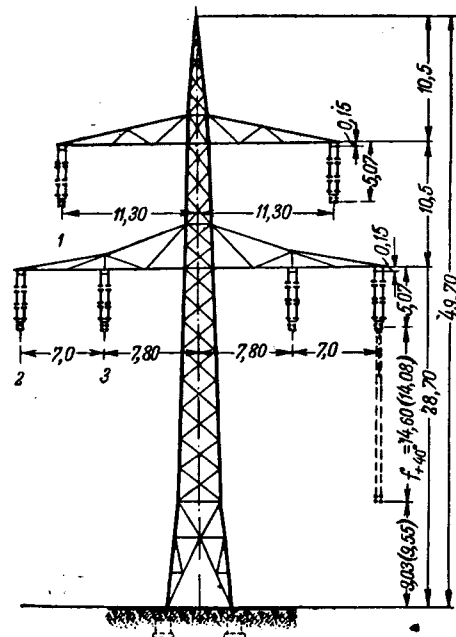


Рис. 2

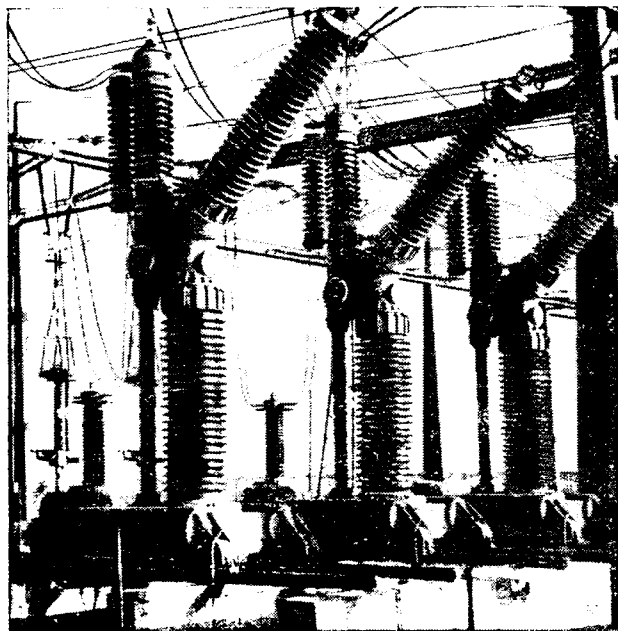


Рис. 3.

нейтрали 220 кВ, а переключатели под нагрузкой располагаются не внутри бака, а на нулевых выводах.

В сетях ФРГ применяются как малообъемные масляные, так и воздушные выключатели.

Заслуживает внимания малообъемный выключатель фирмы Сименс, который по своей конструкции тождествен с экспансионсальтерами. Для напряжений до 60 кВ такой выключатель заливается экспансином, а для напряжений выше 60 кВ — маслом. В каждый бак выключателя 220 кВ заливается до 200 кг масла, а всего в выключатель, следовательно, до 600 кг. Выключатель рассчитан на ток в 1000 А (междушинный на 1200 А) и обладает мощностью отключения в 8 млн. кВА. Время действия выключателя 0,05...0,1 сек. Каждая фаза имеет отдельный пневматический привод, снабженный устройством быстрого действующего однократного автоматического повторного включения. Установка такого выключателя показана на рис. 3.

В сетях 220 кВ и других более низких напряжений все более широкое применение находит одноколонковый разъединитель, напоминающий по своей конструкции пантограф электровоза. Этот разъединитель отличается большой компактностью, хорошей плотностью контакта и высокой надежностью работы. Он снабжен пневматическим приводом. Конструкция разъединителя допускает производство ремонта при наличии напряжения на верхнем неподвижном контакте. Разъединитель устанавливается на основании из трубы, заделанной в бетонный фундамент, благодаря чему он прочно стоит и не имеет вибраций при производстве включений и отключений. Установка одноколонкового разъединителя показана на рис. 4.

На подстанциях 220 кВ применяются схемы со сборными шинами, но без обходной системы шин.

В энергосистемах ФРГ получили распространение подстанции, являющиеся крупными коммута-

ционными узлами, своеобразными распределительными устройствами 220 кВ не одной, а ряда электростанций. Например, в Рейнско-Вестфальской энергосистеме имеются две такие подстанции: Браувайлер и Роммерскирхен. К этим подстанциям посредством линий 220 кВ присоединяются мощные тепловые электростанции, которые связаны с системой через указанные подстанции.

Некоторые из присоединенных таким образом станций вообще не имеют распределительных устройств 220 кВ, что существенно снижает их стоимость. Например, станция Вайсвайлер выполнена по схеме блока: котел—турбина—генератор—трансформатор—линия 220 кВ, на ней отсутствуют сборные шины и выключатель на линии 220 кВ. Линия присоединена к подстанции Роммерскирхен и там на ней установлен выключатель.

Чтобы обеспечить необходимую гибкость схемы и повысить надежность, на таких узловых подстанциях применяются схемы с тремя-четырьмя системами сборных шин 220 кВ. Поскольку значительная часть мощности электростанций выдается по блочным схемам, наличие нескольких систем сборных шин позволяет осуществлять самые разнообразные сочетания линий и генерирующих мощностей для целей секционирования и коммутации энергосистемы. Опишем более подробно одну из узловых подстанций — подстанцию Роммерскирхен.

Подстанция Роммерскирхен была построена фирмой Сименс в конце 1954 г. Подстанция запроектирована, как мощный узел сети 380 и 220 кВ. На нее будут заведены линии 380 и 220 кВ, на ней будут установлены три автотрансформатора 380/220 кВ мощностью по 200 МВА.

В настоящее время в работе находится распределительное устройство 220 кВ с 14 линиями, из которых шесть линий связывает подстанцию с сетью энергосистемы, а восемь — с мощными тепловыми электростанциями. Распределительное устройство 380 кВ будет оборудовано и введено в работу в 1956—1957 гг. Подстанция выполнена по схеме с тремя системами сборных шин 220 кВ, предусмотрена возможность устройства четвертой системы шин. На каждой линии установлено по одному малообъемному масляному выключателю фирмы Сименс и по три одноколонковых разъединителя. Выключатели и разъединители управляются дистанционно посредством сжатого воздуха. Осуществлена блокировка разъединителей и выключателей. Разъединители и выключатель каждого присоединения имеют общий шкаф управления, установленный на металлической конструкции вблизи выключателя; здесь же можно осуществить и деблокировку схемы.

Давление у компрессоров, в баллонах и в трубах, по которым сжатый воздух подводится к шкафу управления,

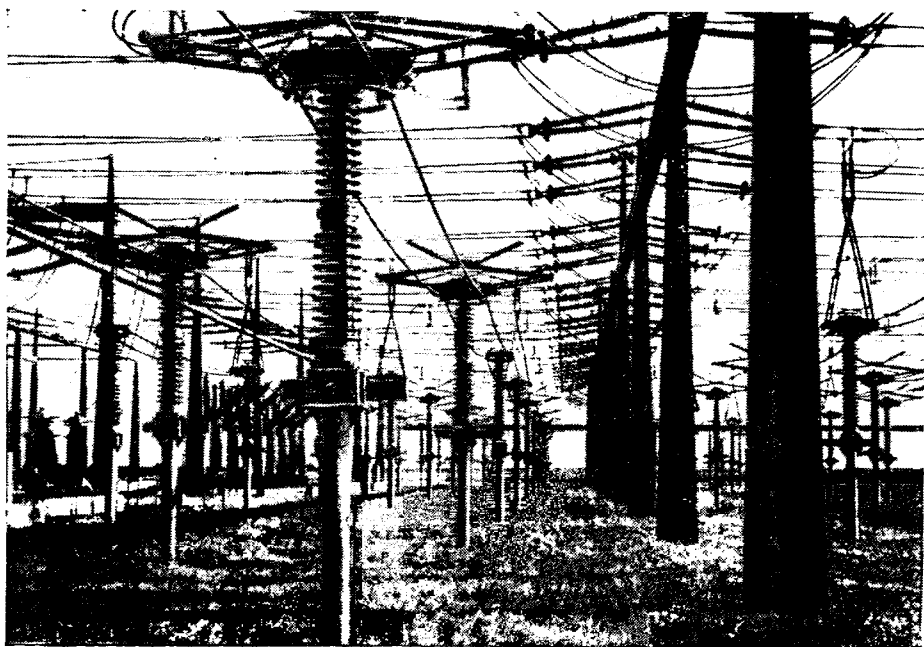


Рис. 4.

20 ат. В шкафах установлены редукторы, понижающие давления до 5 ат, на этом давлении и работают приводы выключателей и разъединителей. Трубы, по которым подается сжатый воздух, — стальные с омедненной внутри поверхностью. Все кабельные линии и линии сжатого воздуха проложены в асбоцементных трубах. Компрессоры работают автоматически в зависимости от давления.

Ошиновка подстанции выполнена двумя медными проводами на фазу. Ответвления от шин осуществлены болтовыми зажимами. Сборные шины крепятся к нижней части разъединителей к опорным изоляторам. Перемычки и мосты крепятся на оттяжных гирляндах, составленных из двух стержневых изоляторов каждая и снабженных защитными кольцами. Для защиты подстанции от прямых ударов молнии на ее конструкциях установлены молниеотводы.

Грозозащитный трос с концевых опор протянут до порталов подстанции. На подстанции применены сплошные металлические конструкции коробчатой формы из толстого стального листа. Вертикальные колонны имеют переменное сечение: снизу они шире, а сверху уже.

Щит управления находится в специальном помещении на втором этаже. Здесь установлены стенные панели и миниатюрный пульт. Освещение выполнено при помощи люминесцентных ламп, закрытых матовыми стеклами. Помещение обладает хорошей звукоизоляцией, в нем осуществлен искусственный климат. Драпировка и материал панелей поглощают звук. Панели покрашены под мрамор в темнозеленый цвет. Щит, на который нанесена светящаяся мнемоническая схема с изображением положения выключателей и разъединителей, желто-зеленого цвета. Схема нанесена черными планками. Дерево покрыто бесцветным лаком. Управление выключателями и разъединителями производится с миниатюрного пульта. Ток в линии и передаваемая по ней мощность измеряются посредством трех амперметров и ваттметров активной и реактивной мощности. Стрелочные приборы дублируются регистрирующими, имеющими две скорости движения ленты. Скорость для аварийных режимов в 10 раз больше скорости для нормальных режимов. Запись ведется на металлизированной бумаге искровым пером.

Для управления и сигнализации применяется напряжение 60 в, благодаря чему цепи управления и сигнализации, за исключением цепей, по которым подаются импульсы на отключение выключателей, выполняются слаботочными кабелями.

Релейные панели находятся в самостоятельном помещении, смежном с помещением щита управления. Цепи вторичной коммутации выполнены медными проводами с хлорвиниловой изоляцией.

Размер территории, занимаемой подстанцией, вдоль фронта распределительного устройства 220 кв около 850 м. Территория спланирована и озеленена. Все строения подстанции отличаются простотой форм, отсутствием излишеств и оставляют приятное впечатление.

Численность персонала подстанции 30 чел., из них 6 чел. составляют ремонтную бригаду. Дежурная смена состоит из 2 чел. Наряды на производство работ и бланки переключений не применяются.

Представляет интерес подстанция Рейнау, являющаяся одной из крупнейших подстанций ФРГ. Через ее шины осуществляется основной транзит мощности с севера на юг страны, и наоборот.

Подстанция существует много лет и неоднократно подвергалась реконструкции. Сейчас на ней установлены трансформаторы общей мощностью около 500 мва. Три трансформатора 220/110 кв имеют мощность по 100 мва. В ближайшее время на подстанции появится напряжение 380 кв.

Несколько лет назад для повышения пропускной способности электропередачи Браувайлер — Рейнау, на подстанциях Рейнау и Браувайлер к обмоткам 220 кв действующих трансформаторов последовательно с ними были присоединены добавочные трансформаторы 80 кв на проходную мощность 300 мва. Таким образом, было получено напряжение 300 кв, на котором теперь работает электропередача Браувайлер — Рейнау.

На подстанции Рейнау установлены воздушные выключатели 220 кв колонкового типа фирмы ВВС.

В электросетях ФРГ применяются маслonaполненные кабели 220 и 110 кв. Выводы от трансформаторов к ли-

ниям длиной около 1 км зачастую выполняются кабелями. Так, например, выполнено соединение трансформатора с линией на электростанции Вайсвайлер, для чего применен кабель 220 кв.

Перспективы развития энергетики ФРГ. Один из руководителей энергетики ФРГ г. В. Флейшер предполагает, что потребность в электроэнергии за 10 лет (1955—1965) примерно удвоится. Для покрытия роста этой потребности будет недостаточно тех топливных и гидроэнергетических ресурсов, которыми располагает республика. Потребуется широкое использование атомной энергии для производства электроэнергии.

Предполагается, что в 1970 г. будет производиться электроэнергия на гидроэлектростанциях 18, на теплоэлектростанциях, работающих на буром угле, 35, на теплоэлектростанциях, работающих на каменном угле, 60 и на атомных электростанциях 85 млрд. квт.

В связи с тем, что наибольшее количество электроэнергии все же будет производиться на угольных электростанциях, остается очень важной задача снижения удельного расхода топлива на вырабатываемый киловаттчас. Предполагается, что в 1970 г. удельный расход топлива будет снижен на 20...25% против расхода в 1954 г.

В связи с удвоением производства электроэнергии потребуется удвоение и установленной мощности на электростанциях.

За 10 лет (1955—1965) установленная мощность на электростанциях ФРГ должна увеличиться на 13 млн. квт, т. е. достигнуть 30 млн. квт, а в последующее пятилетие (1965—1970) увеличиться еще на 10 млн. квт. Рост мощности будет идти как за счет модернизации действующих, так и за счет строительства новых электростанций.

Для осуществления столь значительной программы ввода новых мощностей потребуется применение на электростанциях мощных агрегатов. На ближайшие 10 лет средняя мощность турбогенератора планируется в 100 мвт, а для периода 1965—1970 гг. в 200 мвт. Отдельные турбогенераторы будут иметь мощность 300 мвт. Паропроизводительность котлов, находящихся в работе, уже достигает 450 т/час, что позволяет осуществлять схемы блока котел 450 т/час — турбогенератор 100 мвт. Намечается выпуск котлов паропроизводительностью 800 т/час, что потребует ряда исследований, так как пока не ясно, смогут ли надежно и устойчиво работать такие котлы на низкосортном топливе. Основным направлением в развитии тепловых электростанций должно быть широкое внедрение блочных схем. Предполагается выпускать генераторы с более высоким коэффициентом мощности, равным 0,9, и на более высокие напряжения, чем 10,5 кв, применяемое в настоящее время.

Намечается большое развитие электрических сетей. Ожидается, что попрежнему значительные потоки мощности будут передаваться с севера на юг. Из Нижне-Рейнского района потребуется выдавать примерно 3...5 млн. квт. Эта мощность должна передаваться по линиям 380 кв.

По условиям застроенности районов Рура и центральной части ФРГ можно будет построить не более трех или четырех двухцепных линий 380 кв. Следовательно, по одной двухцепной линии потребуется передавать 1...1,5 млн. квт. Считается, что натуральная мощность двухцепной линии 380 кв при расщеплении каждой фазы на четыре провода равна 1 200 мвт. Однако эта величина может быть повышена без нарушения устойчивости, если передача будет осуществляться на небольшие расстояния и параллельно будет работать несколько линий 380 кв, что как раз и имеет место в ФРГ. В. Флейшер считает, что, применяя напряжение 420 кв и допуская перегрузку в 40—50%, можно будет передавать до 2 млн. квт на двухцепную линию. Поэтому считается, что нет необходимости в течение ближайших 10...15 лет переходить на более высокие напряжения.

Передача электроэнергии на постоянном токе в ФРГ не намечается, так как считается, что она будет рентабельна при больших дальностях, когда снижение потерь электроэнергии оказывается более существенным, чем удорожание линии за счет выпрямительных устройств.

Должна быть завершена постройка кольца 380 кв Роммерскирхен—Хознэк — Людерсгейм—Герстейнверк — Роммерскирхен, которое будет питаться на севере от тепловых электростанций, а на юге — от гидроэлектростанций.

ПРЕДЕЛЬНЫЕ МОЩНОСТИ ПРИ БУДУЩЕМ РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В ФРГ

В конце 1955 г. в ФРГ рассматривался вопрос о предельных мощностях и о перспективах развития электроснабжения, энергоустановок и оборудования с участием представителей эксплуатирующих организаций и предприятий электротехнической промышленности. Эти данные могут представить определенный интерес и для нашей энергетики.

Перспективы развития электроснабжения. Согласно статистическим данным производство электроэнергии в среднем в отдельных странах и суммарно во всем мире имеет ежегодный прирост в 7,2%, что означает его удвоение за каждое десятилетие. Отклонения от этого правила вызывались в основном конъюнктурными причинами или мировыми войнами. Действительный ход ежегодного развития энергетики в будущем предсказать трудно, но на ближайшие 10...15 лет этот прирост, вероятно, должен сохраниться. В этом случае основные показатели производства и потребления электроэнергии в ФРГ будут соответствовать данным, приведенным в табл. 1.

Таблица 1

Год	Потребность в электроэнергии, млрд. кВтч	Годовой пик нагрузки, млн. кВт	Годовое число часов использования максимума, час	Установленная мощность, млн. кВт			Необходимый прирост мощности, млн. кВт		
				суммарная	в том числе станций		общий	в том числе станций	
					гидравлических	тепловых		гидравлических	тепловых
1954	66	12,3	5 350	15,3	2,6	12,7			
1960	95...100	18...19	5 250	23,0	3,5	19,5	6,0	0,8	5,2
1965	170...140	24...26	5 400	30,0	4,0	26,0	7,0	0,5	6,5
1970	170...200	30...35	5 700	40,0	4,6	35,4	10,0	0,6	9,4

Таблица 2

Источники энергии	Доля участия в графике нагрузки, %		1970 г.		Годовое число часов использо- вания макси- мума, час
	1954 г.	1970 г.	Годовая нагрузка, млн. кВт		
			макси- маль- ная	мини- маль- ная	
Гидростанции . . .	16	9	3	1	6 000
Тепловые станции:					
на буром угле . .	23	18	5	2 5	7 000
на каменном угле	59	30	14	4	4 300
Новые источники .	—	42	12	10	7 000
Импорт	2	1	1	0	—

Из табл. 2 видна тенденция в ФРГ к сокращению доли участия тепловых и гидростанций в покрытии графиков нагрузок и значительный рост производства элек-

троэнергии за счет новых источников (атомные станции). Электростанции на буром угле и атомные будут работать как базовые. Это объясняется ограниченностью гидроэнергетических и напряженностью угольного баланса в ФРГ. Так, например, в 1954 г. на энергетические цели использовалось 15% добычи каменного угля, а в 1970 г. должно быть использовано уже 40...50%. Уменьшение к 1970 г. удельного расхода тепла до 3 000 ккал/кВтч даст экономию угля примерно на 20...25%. Кроме того, до практического получения энергии от атомных станций предполагается максимально использовать импорт электроэнергии из соседних стран (Австрия, Югославия и Норвегия). Исходя из этого положения, практическое внедрение атомных станций должно начаться не позднее 1960 г.

Тепловые станции и гидростанции. Рост установленной мощности станций, приведенный в табл. 1, требует установки предельно мощных турбогенераторных и котельных агрегатов, так как при этом уменьшается требуемое количество вспомогательного оборудования и сокращается время на его монтаж. К тому же внедрение простейших блочных схем станций с крупными агрегатами даст значительное сокращение удельной стоимости станций.

Период 1954...1965 гг. вполне обеспечивается установкой турбогенераторов мощностью по 100 мвт, а период 1965—1970 гг. — мощностью по 200 мвт. В настоящее время в ФРГ мощность машин в среднем ниже 100 мвт в единице, кроме отдельных генераторов по 150 мвт. Котлы с производительностью в 400 т/час для блочной работы с турбинами в 100 мвт реальны уже сейчас. Удвоение паропроизводительности котлов для работы с турбинами в 200 мвт будет связано с особыми трудностями. Необходимо, чтобы котлы работали устойчиво и надежно на низкосортном угле и с достаточным сроком кампании. На период 1954—1960 гг. агрегаты предельной мощности будут, повидимому, работать со следующими параметрами: температура свежего пара 560°С и промежуточный перегрев 530°С, давление пара 150 ат, подогрев питательной воды 220°С. Станции с такими агрегатами должны, очевидно, работать как базовые.

В настоящее время агрегаты предельной мощности работают недостаточно надежно и бесперебойно, и в этой области предстоит еще большая работа. По условиям водоснабжения наиболее употребительными будут станции мощностью 5 × 100 мвт или 3 × 200 мвт. При применении замкнутой циркуляции воды с искусственной вентиляцией градиент предел мощности станции практически неограничен.

Нагрузка генераторов определяется режимом генерирования реактивных мощностей. Учитывая большую густоту расположения потребителей и развитие передачи энергии на средние расстояния, целесообразна выдача реактивной мощности крупными станциями. Повышение давления водорода в корпусах генераторов позволит довести их предельные мощности до 125 и 250 мва при cos φ = 0,8. Так как при номинальном напряжении машин 10,5...15 кВ ток статора достигает почти 12 кА, появляется задача повышения генераторного напряжения до 16...24 кВ.

Для гидроэлектростанций и гидрогенераторов нельзя установить общую линию развития, так как их мощности и параметры определяются наличными природными усло-

Имеется план развития объединенных сетей ФРГ и соседних стран, предусматривающий поставку электроэнергии в ФРГ и широкий план обмена электроэнергией между соседними странами.

В связи с применением блочных схем потребуются трансформаторы большой мощности. При напряжении 220 кВ рекомендуется мощность трансформатора в 100...200 мва. Основной должна быть трансформация с напряжения 220 на напряжение 110 кВ. При напряжении 380 кВ рекомендуется мощность трансформаторов 300 или 600 мва, что соответствует натуральной мощности одной цепи или половине ее. Трансформация должна осуществляться с напряжения 400 кВ на напряжение 231 кВ или с 400 кВ на 115 кВ. Трансформаторы 400 кВ намечается делать однофазными. Будут применяться также автотрансформаторы.

Трансформаторы, связывающие сети высших напряжений, должны иметь автоматическое регулирование напряжения под нагрузкой в широких пределах: до ± 22% в сети 220 кВ и ± 18% в сети 380 кВ.

По мере роста генерирующих мощностей мощности коротких замыканий будут значительно увеличиваться. Пока путем секционирования сети можно будет ограничивать мощности короткого замыкания до 8 млн. кВА в сети 220 кВ и до 12 млн. кВА в сети 380 кВ. Затем потребуются замена существующих выключателей на выключатели, имеющие большие мощности отключения (до 16 млн. кВА).

Общее ознакомление с энергетикой ФРГ позволяет сделать вывод о достаточно высоком ее техническом уровне.



виями осваиваемых рек. Наибольшее распространение будут иметь поворотнопластные гидротурбины.

Высоковольтная сеть. Магистральные линии связи в отличие, например, от шведской практики имеют целью не столько связать центры потребления с источниками энергии, сколько обеспечить перебои энергии при появлении ее избытка или дефицита в разных районах или при аварийных условиях. Это значительно повышает общую маневренность и надежность энергоснабжения.

Рост магистральной сети должен следовать росту установленных мощностей станций. Однако густая заселенность территории ФРГ на севере и горные условия на юге препятствуют сооружению новых линий электропередачи. Натуральная мощность двухцепной линии передачи 380 кВ с расщепленной на четыре провода фазой составляет 1 200 мвт, учитывая же небольшие длины линий в ФРГ (100...250 км), всегда возможно без нарушения статической устойчивости передавать по ним большие мощности (до 150%). Повышением рабочего напряжения линии до 420 кВ можно ее натуральную мощность увеличить до 1 460 мвта с допустимой перегрузкой на 40...50%. Уровень передаваемой мощности в 1 200...1 500 мвт вполне может удовлетворить потребность на длительное время.

Передача энергии постоянным током невыгодна при указанных небольших расстояниях и высокой стоимости вентиля и не должна иметь места в ФРГ, за исключением случаев подводной передачи энергии или линий электропередачи для импорта энергии из заграницы (например, из Югославии).

Мощности короткого замыкания и выключатели. Рост установленных мощностей и коммутация их в объединенную сеть приводит к резкому увеличению мощностей короткого замыкания.

На рис. 1 приведены кривые роста мирового потребления энергии, применяемых напряжений линий электропередачи и мощности симметричных коротких замыканий, начиная с 1900 г и по настоящее время. Если напряжения линий в функции времени возрастали примерно в прямой пропорции, то потребление электроэнергии — в квадратичной зависимости и мощности короткого замыкания — в четвертой степени. Радикальными мерами ограничения мощностей короткого замыкания являются: разделение сети и объединение ее отдельных частей на более высоком напряжении, децентрализация точек присоединения новых генерирующих мощностей и внедрение повышающих и понижающих трансформаторов с расщепленными обмотками.

Проведенные расчеты показали, что указанные мероприятия позволят снизить мгновенные мощности короткого замыкания с 16 000 до 12 000 мвта в сети 380 кВ и с 12 000 до 8 000 мвта в сети 220 кВ. При этом значение мгновенной мощности короткого замыкания в сети 110 кВ будет доведено до 4 000 мвта.

Для высоковольтных выключателей, как правило, собираемых из одинаковых конструктивных элементов, из которых каждый рассчитан на соответствующее более низкое напряжение, основное значение имеет не столько мощность, сколько ток короткого замыкания, для которого необходимо установить верхний предел. На рис. 1 показано возрастание квадрата тока короткого замыкания за 50 лет, определяющее его электродинамические и термические действия. Опасение вызывает крутой подъем кривой в послевоенные годы; пунктиром показан желательный ход кривой, для достижения которого необходимо использовать все имеющиеся средства с тем, чтобы значение периодической слагающей тока короткого замыкания не превысило 35 кА.

Из приведенных данных следует, что в ближайшие годы потребуются повышение предельной отключаемой мощности выключателей примерно на 50%. Эту задачу можно будет решить без коренного изменения их конструкции или принципа действия, путем увеличения количества расходуемой на отключение дугогасительной среды и повышения ее давления, путем применения материалов для контактов с более высокой температурой испарения и др.

Современные выключатели на 380 кВ, изготавливаемые различными германскими фирмами, внешне сильно отличаются друг от друга, создавая впечатление, что оптимальное решение еще не найдено. Однако более внимательное рассмотрение, особенно дугогасительных камер, говорит о том, что в отношении принципиальной конструк-

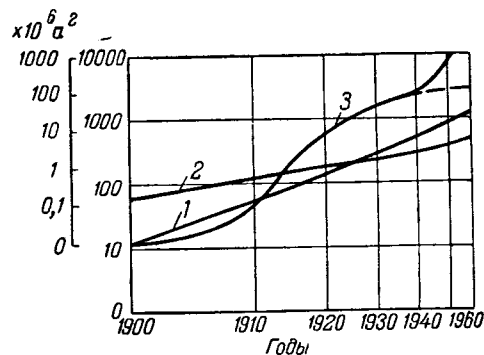


Рис. 1. Рост мирового потребления электроэнергии, напряжения линий электропередачи, мощности и квадраты токов симметричного короткого замыкания.

1 — потребление электроэнергии, 10^{12} кВт·ч; 2 — напряжение линий электропередачи, кВ; 3 — мощность короткого замыкания, мвта; эта же кривая дает значения квадратов токов короткого замыкания (см. вторую шкалу).

ции различные выключатели близки друг к другу независимо от того, используется ли в них дугогасительная среда, которая с самого начала находилась в газообразном состоянии или же была жидкой и испарилась под действием дуги, создается ли давление вне выключателя при помощи компрессора или в самом выключателе благодаря теплу, выделяемому дугой и т. д. Сходство выключателей различных фирм вытекает также из того, что общими для них являются собственное время порядка 0,1 сек, удельный расход воздуха около 1 л на 1 000 кВА отключаемой мощности и др.

Что касается конструкции современных закрытых и открытых распределительных устройств, кабельных и воздушных линий электропередачи, то они, так же как и выключатели, не потребуют принципиально новых решений для того, чтобы справиться с ожидаемым ростом мощности и тока короткого замыкания, ограниченными указанными значениями.

Предельные мощности трансформаторов. Мощность повышающих трансформаторов определяется мощностью генератора, работающего в блоке с ним. В случае же присоединения к трансформатору более одного генератора предельной мощности значительно возрастают величины мощностей короткого замыкания и усложняются схемы коммутации, что нецелесообразно. Таким образом, можно полагать, что предельная мощность повышающих трансформаторов составит 125...250 мвта. Трансформаторы должны снабжаться устройством для регулирования напряжения под нагрузкой.

Мощность сетевых трансформаторов целесообразно выбирать в соответствии с пропускной способностью цепей электропередачи, т. е. 150...180 мвта для линий 220 кВ с расщепленными проводами (два провода на фазу) и 300 или 600 мвта для линий 380 кВ с расщеплением каждой фазы на четыре провода (соответственно половинная или полная натуральная мощность цепи).

Работа трансформаторов с глухим заземлением нейтралей 380 и 220 кВ даст возможность осуществить ступенчатую изоляцию обмоток. Благодаря этому становится легко выполнимой связь систем 380 и 220 кВ через автотрансформаторы.

Транспортный вес трансформаторных и автотрансформаторных единиц по условиям профиля железных дорог в ФРГ и ограничения давления на ось платформы может допускаться не более 220 т.

Характерной чертой германских мощных трансформаторов 220 кВ, выполняемых в большинстве случаев трехфазными, является их исполнение в виде передвижных единиц, вписывающихся в железнодорожный габарит с установленными на них вводами 220 кВ и охлаждающей системой. К достоинствам такой конструкции относится не только возможность легкого перебазирования трансформаторных единиц в нужную точку энергосистемы, что сокращает необходимый резерв трансформаторной мощности, но и предельное сокращение сроков монтажа на месте установки, которые для обычных конструкций трансформаторов составляют порядка нескольких недель.

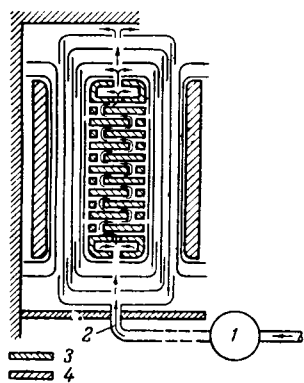


Рис. 2. Принципиальное устройство обмоток, главной изоляции и системы охлаждения передвижного трансформатора 100 мвга, 220/110 кв.

1—масляный насос; 2—поток масла; 3—обмотка ВН; 4—обмотка НН.

В предвоенные годы ряд германских фирм (Сименс-Шуккерт, АЕГ и др.) выпускали передвижные трехфазные трансформаторы мощностью 100...120 мвга, 220/110 кв с третьей обмоткой пониженной мощности. В этих трансформаторах для сердечников применялась горячекатанная сталь улучшенного качества с удельными потерями $p_{10} = 1,0...1,1$ вт/кг. Главные изоляционные расстояния были значительно уменьшены расщеплением обмотки 110 кв на два концентрических (внутренний и наружный) и применением вместо простых угловых шайб U-образных шайб, экранирующих не только внутренний, но и наружный край обмотки 220 кв (рис. 2). Для обмоток высшего напряжения применялись различные конструкции (катушечная с двойными или одинарными дисками, слоистая, многослойная цилиндрическая), исходя из соображений импульсной прочности, устойчивости при коротких замыканиях, охлаждения и др. При этом отказались от создания полностью нерезонирующих конструкций, обеспечивая грозоупорность трансформатора соответствием импульсной прочности продольной изоляции уровню перенапряжений, возникающих в данном месте обмотки. Одним из важнейших факторов, позволяющих строить такие трансформаторы, является специальный технологический режим сушки и пропитки трансформатора маслом: съемная часть нагревается до 100°С, сушится в течение восьми суток при глубоком вакууме (с контролем не только температуры и количества конденсата, но и $tg \delta$) и затем заливается под вакуумом теплым дегазированным маслом.

В послевоенные годы предельные мощности германских трансформаторов на 220 кв, в том числе и трансформаторов с аппаратурой регулирования напряжения под нагрузкой, были значительно увеличены. При этом был использован переход в системах 220 кв ФРГ на глухое заземление нейтрали и применение холоднокатанной стали с отжигом после резки и штамповки. В настоящее время строятся повышающие трансформаторы мощностью 200 мвга, 245/10 кв, с регулировкой под нагрузкой $\pm 11\%$ в нейтрали обмотки высшего напряжения (рис. 3); для перевозки этого трансформатора, заполненного маслом и с установленными высоковольтными вводами, изготавливается 20-осный транспортер грузоподъемностью 220 т. Проектируется трансформатор мощностью 250 мвга на те же номинальные напряжения и с теми же пределами регулирования, общий вес которого составит около 245 т.

В области трансформаторов предельных мощностей фирмы ФРГ ведут работы в направлении двухобмоточных трансформаторов мощностью 200 мвга, 380/220 кв с регулированием напряжения под нагрузкой в нейтрали обмотки 220 кв при помощи вольтодобавочного трансформатора (рис. 4) и автотрансформаторов мощностью 220 мвга (рис. 5), 400/231 кв с регулировкой порядка $\pm 18\%$, осуществляемой при помощи специальной регулировочной обмотки на входе 231 кв.

Шведские однофазные трехобмоточные трансформаторы 408/258/36,5 кв, установленные в середине линии Харспренгет—Халльсберг, изготовлены мощностью 110 мвга при типовой мощности порядка 150 мвга.

В США в ближайшем будущем не предполагается повышать напряжение линий электропередачи сверх 330 кв. На это напряжение строится трехфазный трансформатор 220 мвга и уже сданы в эксплуатацию трехфазные трансформаторы 330/138 кв мощностью 150 мвга со встроенной регулировкой $\pm 10\%$ в нейтрали обмотки 138 кв. В проти-

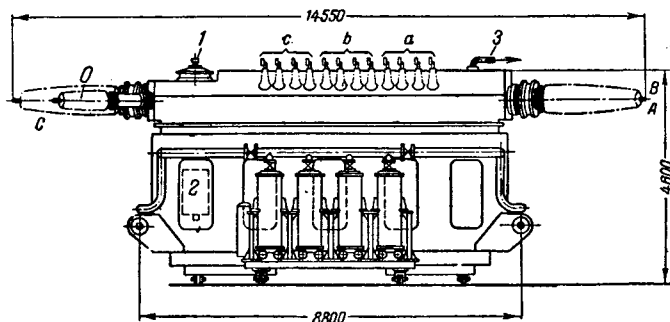


Рис. 3. Трехфазный трансформатор мощностью 200 мвга, 245/10 кв с регулировкой $\pm 11\%$ в нейтрали 245 кв.

1—аппаратура переключения под нагрузкой; 2—привод; 3—к расширителю.

воположность германским эти трансформаторы не выполняются передвижными и транспортируются со снятыми вводами, без масла.

При отказе от передвижной конструкции германские фирмы считают возможным в ближайшем будущем выпускать трехфазные трансформаторы на 220 кв, мощностью до 300 мвга с регулировкой в нейтрали и до 360 мвга без регулировки. Трансформатор такой мощности, но на более низкое напряжение 161/15 кв, строится фирмой Вестингауз. Дальнейшее повышение номинальной мощности трехфазных трансформаторов потребует при возращении мощности турбогенераторов, которые в настоящее время изготавливаются в США мощностью до 275 мвт.

Учитывая технические возможности, в США считают осуществимым уже в ближайшее время выпускать трехфазные трансформаторы на 330/15 кв, мощностью до 250 мвга, а в Европе — однофазные трансформаторы на 380 кв, мощностью до 300 мвга или 900 мвга в группе в неподвижном исполнении, что меньше натуральной мощности двухцепной линии 380 кв с расщепленными проводами. Однако дальнейшее повышение предельной мощности трансформаторов потребует улучшения качества электротехнической стали (в настоящее время США поставляют холоднокатанную сталь с удельными потерями $p_{10} = 0,48$ вт/кг), совершенствования грозозащиты линий и подстанций и снижения уровня коммутационных перенапряжений при работе выключателей. Во всех этих областях ведется исследовательская работа.

Если потребуются трансформаторы на еще более высокие напряжения, например 600 кв, то можно считать, что они смогут быть изготовлены мощностью 250 мвга в однофазном исполнении, пригодном для транспортировки по железной дороге.

Предельные мощности турбогенераторов. Исходя из наибольших габаритов роторов, выполняемых в настоящее время с диаметром до 1150 мм (цельнокованный) и длиной до 6000 мм (сборный) можно без применения каких-либо дополнительных мер изготовить генераторы мощностью до 200...300 мвт. Получение в настоящее время поковок длиной 6000 мм и более считается невозможным. В связи с этим для увеличения мощности предлагается сборный цельнокованный ротор с увеличенным диаметром за счет отказа от сверловки центрального отверстия. Последнее становится ненужным благодаря повсеместному внедрению новых методов дефектоскопии металла.

С увеличением длины ротора сверх 6000 мм в процессе разворота и останова генератора ротор должен будет пройти по крайней мере четыре зоны критических оборотов. Это потребует тщательного исследования влияния фундаментов на режим работы машин. Применение подшипников в торцовых шитах взамен выносных стоечных позволяет улучшить работу агрегата благодаря их непосредственной связи с массивом статора; при этом снижается также вибрация тела ротора. Исходя из условий вибрации, едва ли целесообразно для генераторов предельной мощности выполнять роторы длиной более 7500 мм.

Переход на роторы диаметром больше 1150 мм затруднен возникающими в основании зубцов и бандажных кольцах предельно допустимыми напряжениями, даже в случае уменьшения сечения меди в лобовых частях обмо-

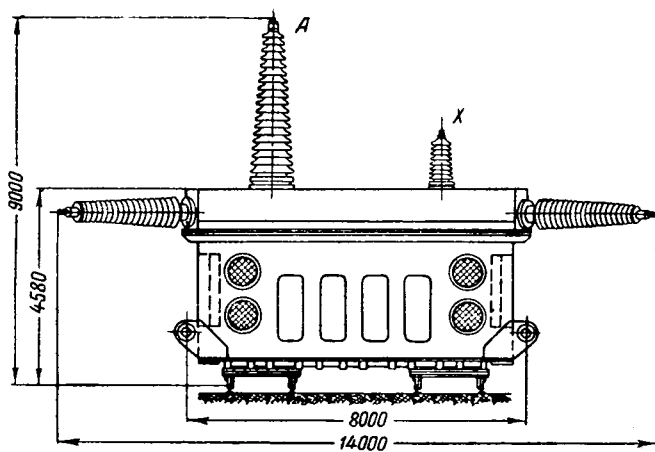


Рис. 4. Однофазный трансформатор 110 мвга, 380/220 кв или 380/2×110 кв.

ток. Применение бандажных колец из аустенитовой стали толщиной 70...80 мм связано со значительной отбраковкой. Утолщение бандажных колец дает малый выигрыш, так как 60% напряжения в них обусловлены центробежными силами собственного веса. При этом достижимый предел пропорциональности снижается. Согласно исследованиям только практически невыполнимое удлинение бандажных колец в этих условиях может привести к некоторому снижению напряжений в них. Реальное увеличение диаметра ротора возможно только с переходом на более легкий материал обмоток, как это делается в США.

Сохраняя существующий предельный диаметр ротора в 1550 мм и увеличив длину сборного ротора до 7500 мм, можно повысить предельную мощность генераторов до 350 мвга. Однако при этом необходимо выполнять одностороннюю консольную посадку бандажных колец, так как возрастающая вибрация ротора может привести к усиленному расколачиванию бандажом своих посадочных мест.

Предельная мощность генераторов, достижимая по условиям увеличения их габаритов, и надежность их в эксплуатации в значительной мере зависят от эффективности охлаждения ротора. В настоящее время для крупных машин используется непосредственное внутреннее водородное охлаждение обмоток ротора с одновременным повышением давления водорода в корпусе машины, так как нагрев газа снижается, а коэффициент теплопередачи растет пропорционально абсолютному давлению газа.

Разными фирмами применяются различные формы пазов и профили стержней для образования внутренних охлаждающих каналов, которые считаются равноценными с точки зрения отвода тепла. Однако, по нашему мнению, варианты, допускающие дополнительную теплопередачу через изоляцию и зубцы ротора к его поверхности, имеют очевидное преимущество. Наиболее выгодным соотношением сечения каналов к меди в пазу автор считает 30...40% и 70...60%, а для генераторов предельной мощности сечение каналов необходимо повысить до 40...45%. Однако при этом необходимо увеличить мощность возбуждения против обычно применяемой. На выбор сечения меди стержней сильно влияют используемые изоляционные материалы, а также термические и механические условия.

Применяют три метода пропуска газа в каналы внутреннего охлаждения:

1. Пропуск водорода вдоль всей длины стержня из одного торца в другой. При этом в длинных роторах генераторов предельных мощностей возникает недопустимая неравномерность распределения температур по длине стержня и необходим большой напор компрессора. Поэтому этот метод не рекомендуется.

2. Пропуск газа одновременно с обоих торцов стержня с наличием добавочного компрессора или без него. При этом возможны варианты выпуска газа в воздушный промежуток в середине ротора или выпуск и промежуточный подвод газа на $1/4$ длины ротора и второй выпуск газа в середине ротора.

Этот метод наиболее приемлем для генераторов предельной мощности с длиной ротора 7500 мм. На рис. 6

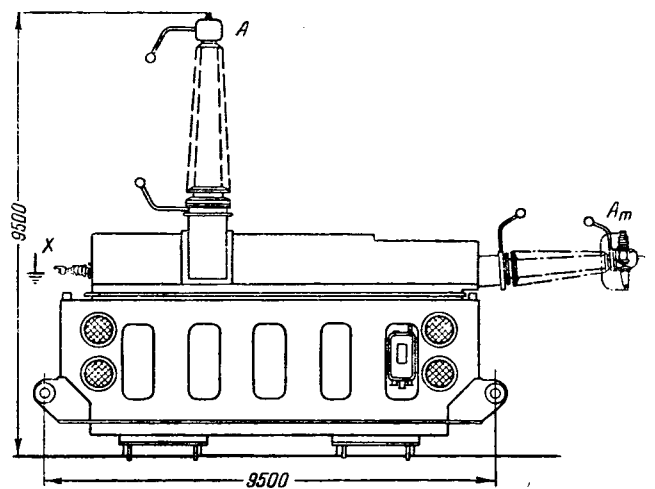


Рис. 5. Однофазный автотрансформатор 220 мвга, 400/231 кв с регулированием напряжения $\pm 18\%$ на входе обмотки 231 кв.

показано распределение температур вдоль стержня такого генератора с промежуточным подводом газа из подпазового канала и с дополнительным компрессором, который может быть установлен вне генератора, как указано на рис. 7. При этом возможно снижение сечения меди на 8...10%. Такой метод охлаждения допускает выполнение надежных в эксплуатации генераторов предельной мощности до 400 мвга.

3. Многократный подвод и выпуск газа из воздушного промежутка по всей длине ротора без дополнительного выносного дутья. При этом методе возможно охлаждение роторов еще большей длины, так как нагрев меди может быть уменьшен ограничением длины участков с подводом и выпуском газа.

Для генераторов предельной мощности необходимо также рассмотреть применение жидкостного охлаждения ротора (вода, масло) вместо водородного. Теплоемкость 1 м³ воды в 3500 раз и масла в 1400 раз больше, чем у одноатомных газов при атмосферном давлении. При одинаковых скоростях коэффициент теплопередачи воды и масла больше, чем у воздуха, соответственно в 750 и 22 раза, а у водорода — в 1,7 раза (при нормальном давлении) и в 2,75 раза (при давлении 2 кг/см²).

Конструкция ротора с косвенным водяным охлаждением через межпазовые каналы у генератора, находящегося в настоящее время в пробной эксплуатации, показана на рис. 8. Благодаря интенсивному охлаждению разность температур меди и стали достигает 50...60°С. Такая конструкция для генераторов предельной мощности с

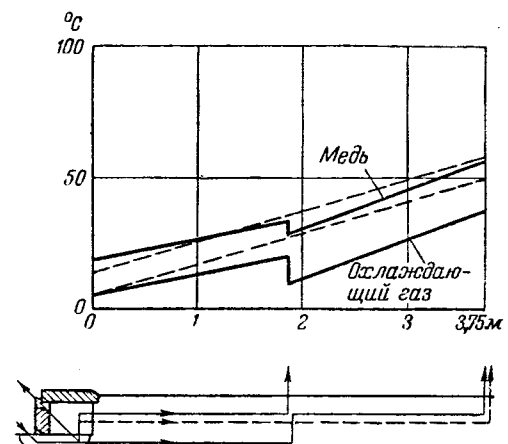


Рис. 6. Распределение перепада температур в меди и охлаждающем газе вдоль длины бочки ротора (с дополнительным компрессором). Показана только одна половина длины ротора, вторая — симметрична. Сплошные кривые — с промежуточным подводом газа; пунктирные — с подводом газа только с торцов ротора.

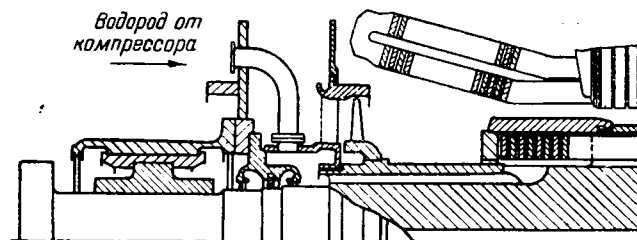


Рис. 7. Конструкция подачи водорода от компрессора, расположенного вне генератора.

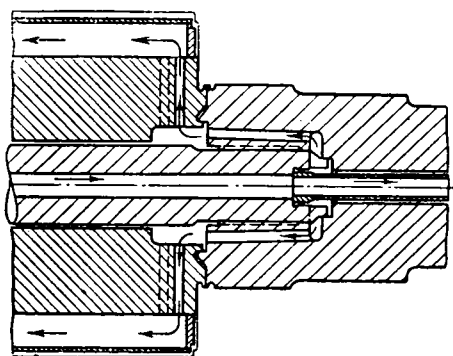


Рис. 8. Разрез ротора с водяным охлаждением.

длинным ротором не приемлемо из-за чрезмерной разности тепловых удлинений меди и стали.

Непосредственное жидкостное охлаждение меди ротора не может быть в настоящее время принято из-за больших тепловых удлинений меди и высокого давления жидкости в обмотках, которое может достигнуть 100 кг/см^2 , что представляет большие конструктивные трудности.

Вследствие высокого использования материалов ротора у статорных обмоток генераторов предельной мощности получится большая линейная плотность тока (до 1200 а/см), в связи с чем потребуются выполнение большего количества стержней на паз. Максимальное напряжение генератора при двух параллельных цепях получится порядка $16 \dots 24 \text{ кв}$, что значительно снизит сечение наружных шинопроводов. Дальнейшее повышение генераторного напряжения нецелесообразно, так как этим все равно не устраняется необходимость в трансформации напряжения.

При обычном водородном охлаждении машин и больших токах в обмотке статора приходится выполнять очень глубокие пазы (до 250 мм), что значительно увеличивает расход стали. Для уменьшения расхода стали и потерь в ней применяют холоднокатанную сталь и переходят на более эффективное непосредственное охлаждение меди статора при помощи водорода или масла. При этом возможно уменьшить количество пазов в статоре, благодаря чему улучшается коэффициент заполнения пазов и повышается устойчивость лобовых частей обмотки при протекании токов короткого замыкания. Однако при этом не следует увеличивать плотность тока в меди. Сечение охлаждающих каналов должно составлять при водородном охлаждении $40 \dots 45\%$ и при масляном охлаждении $30 \dots 35\%$ сечения паза внутри изоляции.

Учитывая высокий электрический потенциал обмоток статора, приходится пропускать охлаждающую среду из торца в торец машины. У генераторов предельной мощности с длиной стали 7500 мм с водородным охлаждением обычные вентиляторы не могут создать необходимый напор газа и приходится применять компрессоры. В связи с этим для них выгоднее применять масляное охлаждение. Благодаря высокой теплоемкости масла удается достигнуть перепада температуры масла в 5°C и меди обмоток в 10°C даже при скорости масла 1 м/сек . Низкое давление, соответствующее этой скорости, позволяет присоединить лобовые части обмоток к масляным коллекторам при помощи гибких изолирующих трубок.

Дальнейшим шагом является непосредственное охлаждение стали статора и, следовательно, помещение всех активных частей статора в масло. При этом в воздушном зазоре устанавливается изолирующий цилиндр, который и отделяет пространство статора, залитое маслом, от зоны ротора, охлаждаемого водородом. Вес масла в статоре может быть небольшим, около $0,5 \dots 0,8 \text{ т}$, включая наружные трубопроводы и охладители. Пример такой конструкции показан на рис. 9. При этом отказ от радиальных охлаждающих каналов в стали статора позволяет уменьшить высоту спинки стали почти на 20% , а погружение всех активных частей статора в масло существенно увеличивает электрическую прочность изоляции обмоток, что, вероятно, позволит перейти на еще более высокие генераторные напряжения вплоть до $30 \dots 40 \text{ кв}$.

Непосредственное охлаждение статора не должно рассматриваться как средство для повышения использования активных материалов (мощность генератора лимитирует ротор), а только как метод снижения температуры активных частей в эксплуатации.

Применение непосредственного водородного охлаждения ротора и масляного охлаждения статора с установкой маслонасоса, маслоохладителя и водородного компрессора вне генератора необычайно упрощает конструкцию генератора, а ничтожный объем водорода в корпусе позволяет надежно герметизировать генератор и сделать его взрывобезопасным. Коэффициент полезного действия такого генератора повышается почти до 99% за счет малой нагрузки маслонасоса и уменьшения потерь в стали, несмотря на увеличение потерь в меди. Экономичность генераторов такой конструкции в зависимости от их мощности показана на рис. 10. С увеличением мощности турбогенераторов их к. п. д. растет, а их относительная стоимость значительно снижается благодаря снижению удельного расхода материалов.

Предельная мощность гидрогенераторов. В настоящее время предельные мощности гидрогенераторов ограничиваются не только механическими напряжениями, связанными с большими диаметрами роторов (до 14 м), но и транспортабельностью отдельных частей и давлением на опорный подшипник.

Максимальная мощность гидрогенераторов достигает 400 мгва при 107 об/мин (угонное число оборотов 250%) и 260 мгва при 83 об/мин (угонное число оборотов 180%).

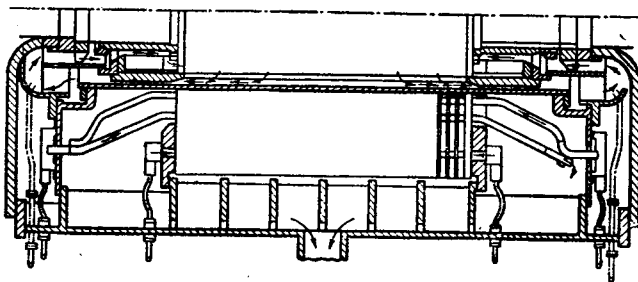


Рис. 9. Разрез по турбогенератору с масляным охлаждением статора.

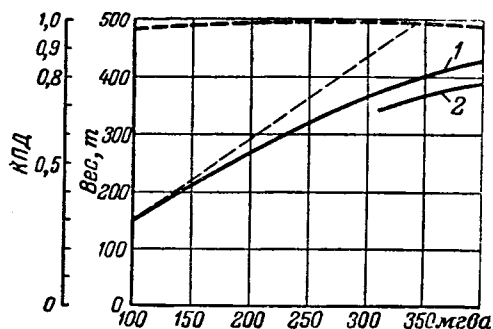


Рис. 10. Веса и к. п. д. турбогенераторов в зависимости от их номинальной мощности.

1 — статор, охлаждаемый газом; 2 — статор с масляным охлаждением. Сплошные кривые — вес; пунктирная — к. п. д.

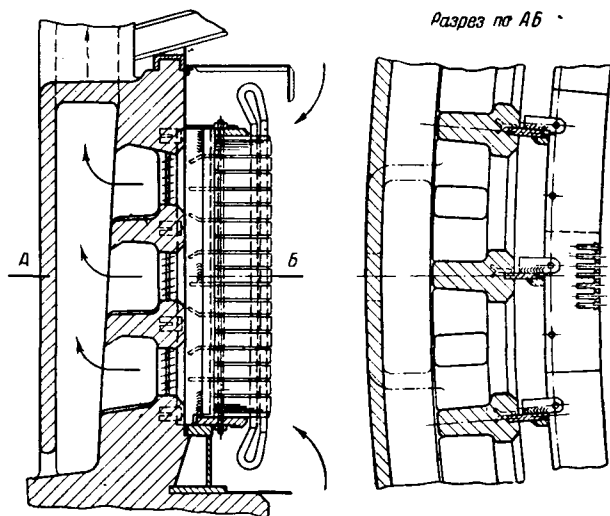


Рис. 11. Установка сердечника статора в железобетонном корпусе.

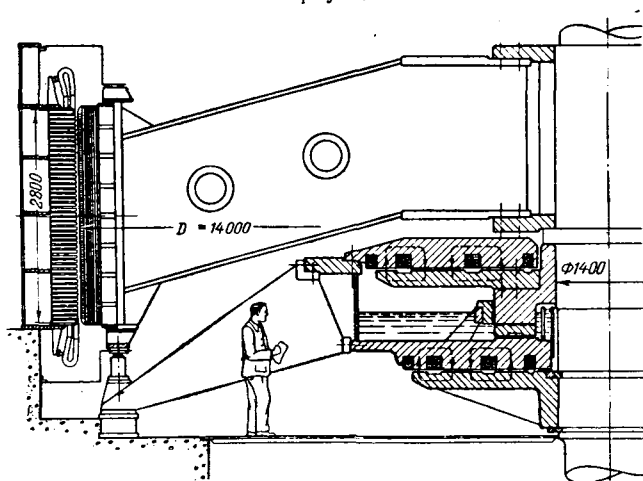


Рис. 12. Разрез гидрогенератора 225 мквт, 68,2 об/мин с электромагнитным устройством для разгрузки опорного подшипника.

Для устранения этих ограничений были предложены следующие мероприятия. Учитывая большие диаметры статоров, целесообразно производить сборку пакетов активной стали статора на месте монтажа в бетонном корпусе взамен изготовляемых в настоящее время на заводе стальных корпусов. Бетонный корпус является частью основных железобетонных конструкций машинного зала (рис. 11).

Для уменьшения давления на опорный подшипник вертикальных гидрогенераторов предлагается специальное электромагнитное разгружающее устройство (рис. 12). Такое устройство запроектировано для гидрогенератора мощностью 225 тыс. квт, 68,2 об/мин с ротором весом 920 т. В этом генераторе давление на опорный подшипник составляет 3500 т, а в случае применения электромагнитного устройства оно снижается до 500 т, т. е. в 7 раз. Мощность разгружающего устройства составляет всего лишь 90 квт, а обеспечиваемое им снижение потерь в подшипнике достигает $400 - 63 = 337$ квт. Тем самым к. п. д. машины возрастает с 97,6 до 97,8%.

Литература

1. W. Fleischer, ETZ-A, стр. 722, № 20, 1955.
2. J. Biermanns, ETZ-A, стр. 728, № 20, 1955.
3. R. Elsner, ETZ-A, стр. 736, № 20, 1955.
4. E. Wiedemann, ETZ-A, стр. 744, № 20, 1955.
5. ETZ-A, стр. 859—875, № 24, 1955.

Инж. А. М. БЕРКОВСКИЙ, инж. А. Г. КРАЙЗ

ЛОКОМОТИВ НА АТОМНОЙ ЭНЕРГИИ

С точки зрения пригодности для перевода на атомную энергию необходимо рассмотреть четыре типа локомотивов: обыкновенный паровоз, тепловоз, паротурбинный электровоз и газотурбинный электровоз. Из них паровоз имеет к. п. д. только 7%; к. п. д. тепловоза значительно выше и составляет 28%, но для работы двигателя внутреннего сгорания пока невозможно использовать атомную энергию; паротурбинный электровоз, несмотря на проделанную большую исследовательскую работу, не получил еще удовлетворительного конструктивного выполнения, требует большого количества воды и к. п. д. его не намного превышает к. п. д. паровоза с поршневой машиной. Газотурбинный электровоз имеет к. п. д. не менее 16% при температуре 707°С на лопастях турбины и обладает высокой работоспособностью. Поэтому для перевода на атомную энергию был выбран именно этот тип локомотива. При реализации такого варианта наибольшие конструктивные трудности возникают при замене камеры сгорания турбины, топливного бака и системы управления атомным реактором.

Реакторы, как известно, могут быть или гетерогенного (твердого) или гомогенного (жидкостного) типа. Тот и другой тип реактора могут иметь охлаждение или непосредственно воздушное, или циркуляционное жидкостное.

На рис. 1 приведена схема реактора с воздушным охлаждением. Такое охлаждение имеет простую конструк-

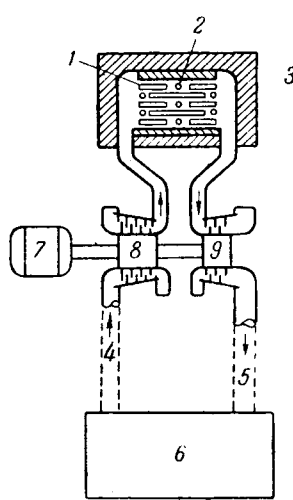


Рис. 1. Реактор с воздушным или газовым охлаждением и газовая турбина для локомотива. 1 — угольные бруски; 2 — урановые стержни; 3 — защитный кожух; 4 — поступление воздуха; 5 — выход воздуха; 6 — охладитель (если применяется газ); 7 — генератор; 8 — компрессор; 9 — турбина.

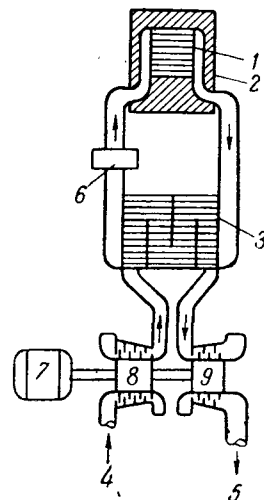


Рис. 2. Реактор с жидкостным охлаждением и газовая турбина.

1 — реактор; 2 — защитный кожух; 3 — теплообменник; 4 — поступление воздуха; 5 — выход воздуха; 6 — насос; 7 — генератор; 8 — компрессор; 9 — турбина.

цию с малым числом деталей; если еще применить гетерогенный реактор, то вся установка будет гарантирована от какой-либо утечки радиоактивной жидкости даже в случае крушения. Воздух для непосредственного охлаждения реактора поступает из атмосферы в компрессор, где сжимается и проходит через реактор, нагреваясь при этом до 707°С, а затем поступает в турбину как рабочее тело. Использованный воздух будет заражен, но выходя в атмосферу, он смешивается с наружным воздухом, а потому облегчается проведение защитных мероприятий. Гетерогенный реактор управляется механически, тогда как гомогенный реактор в конечном счете будет иметь саморегулируемую конструкцию.

Схема реактора с жидкостным охлаждением дана на рис. 2. Охлаждающая жидкость проходит через реактор

¹ По докладу главного механика южных железных дорог США Вилсе С. Гиппел, прочитанному в мае 1955 г. в Комитете по атомной энергии Ассоциации американских железных дорог.

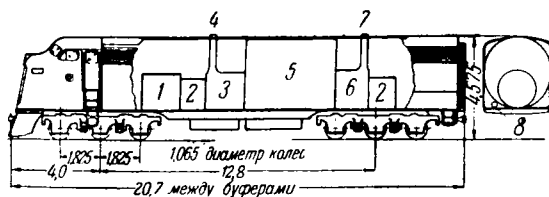


Рис. 3. Расположение оборудования и основные размеры атомного локомотива длиной 20,7 м и весом 174 т.

1—генератор; 2—редуктор; 3—турбина; 4—выход воздуха; 5—реактор с защитным кожухом; 6—компрессор; 7—вход воздуха; 8—вал турбины. Все размеры указаны в метрах.

и поглощает тепло, выделяемое реактором. Нагретая радиоактивная жидкость продавливается насосом через теплообменник, в котором воздух или другой газ нагревается, и поступает в турбину. Таким образом, устраняется опасность радиоактивного заражения воздуха или газа.

Для проектирования локомотива на атомной энергии был выбран реактор гетерогенного типа с непосредственным воздушным охлаждением. На рис. 3 дан продольный разрез проектируемого локомотива, на котором показано расположение основных агрегатов и приведены размеры локомотива. Управление предусмотрено по системе многих единиц. Технические данные локомотива следующие: мощность реактора 11 200 кВт; вес защитного корпуса реактора 4 000 кг; мощность газовой турбины 2 250 кВт; мощность генератора постоянного тока 2 250 кВт; мощность шести тяговых двигателей 6×375 кВт; общий вес локомотива 174 т; максимальная сила тяги 43,5 т; давление колесной пары на рельсы 29 т; к. п. д. турбины 20%, электрического привода 80%, общий к. п. д. локомотива 16%.

Большой интерес представляет стоимость «горючего» для атомного локомотива. По ценам 1954 г. стоимость 1 кг топлива для атомного котла в США равнялась

20 тыс. долл. Использованные на локомотиве урановые стержни оцениваются в 20% первоначальной стоимости. Таким образом, чистая стоимость топлива будет 16 тыс. долл. за 1 кг. Вес топлива, закладываемого в локомотив, равняется 15 кг. Этот вес обеспечивает работу локомотива в течение 1,87 года при условии его пробега 233,5 тыс. км в год. Следовательно, стоимость топлива, заложенного в локомотив, будет составлять 240 тыс. долл., а его пробег 435 тыс. км, т. е. удельная стоимость топлива будет равняться 0,55 долл. на 1 км пробега локомотива. Стоимость же топлива в США для тепловозной тяги составляет 0,40 долл. на 1 км пробега.

Общая стоимость эксплуатации атомного локомотива, отнесенная к 1 км пробега, составляет 1,4765 долл. Эксплуатация тепловозов равной мощности в двух единицах составляет 0,60 долл. на 1 км пробега.

Вероятность взрыва атомного котла весьма мала. Однако не исключена возможность появления такого дефекта в управлении реактором и турбиной, при котором вследствие разогрева реактора весь локомотив может расплавиться и заразить окружающую местность. В этом случае проезд по данной местности надолго закроется или же потребуются перемещение большого количества зараженного грунта дорогостоящим специальным оборудованием.

Отмечается, что в течение ближайших 10 лет эксплуатация такого локомотива в США экономически не будет оправдана. Но уже теперь атомный локомотив будет весьма полезен военному ведомству, так как он в состоянии проработать более полутора лет без возобновления топлива и без воды в любой части света.

Литература

1. Railwa Locomotives and Cars, т. 129, № 7, 1955.
2. Commonwealth Engineer, т. 43, № 1, 1955.

Кандидат техн. наук В. А. ИЗЪЮРОВ



Хроника

ПРОФЕССОР В. С. ПАНТЮШИН

К 50-летию со дня рождения и 25-летию научно-педагогической деятельности

Василий Сергеевич Пантюшин родился 3 мая 1906 г. В 1919 г. он начал трудовую деятельность, а в 1925 г. вступил в члены КПСС.

В 1931 г. В. С. Пантюшин окончил МЭИ и был оставлен в аспирантуре института по кафедре теоретических основ электротехники и одновременно привлечен к педагогической и научной работе. В 1935 г. он успешно защитил диссертацию на соискание ученой степени кандидата технических наук; в том же году ему было присвоено ученое звание доцента по кафедре теоретических основ электротехники МЭИ.

Научно-педагогическую работу В. С. Пантюшин сочетает с партийной, общественной и административной работой: в 1942—1943 гг. он был секретарем партийной организации МЭИ, с 1945 г. работал в качестве начальника учебного управления института, а в 1948—1954 гг. — заместителем директора института по учебной работе. Глубокое знание всех сторон учебного процесса, инициативность и настойчивость в достижении поставленных целей, чуткое и внимательное отношение к товарищам по работе помогли В. С. Пантюшину оказать весьма существенное влияние на постановку всей учебной работы в институте и добиться значительного повышения качества подготовки специалистов, выпускаемых МЭИ.



Развитие Московского энергетического института им. Молотова и необходимость учета специфических требований факультетов института выдвинули вопрос о необходимости организации новой кафедры — общей электротехники. Заведующим этой кафедрой был назначен (в июле 1951 г.) В. С. Пантюшин, которому было присвоено звание профессора.

Помимо организационной работы по созданию новой кафедры В. С. Пантюшин ведет большую научно-исследовательскую работу, экспериментальной базой которой является в основном созданный им в лаборатории кафедры общей электротехники отдел магнитных измерений. Перу В. С. Пантюшина принадлежит 17 печатных работ; в 1955 г. он опубликовал монографию по магнитным измерениям.

Коллектив научных работников, руководимый В. С. Пантюшиным, выполнил ряд исследовательских работ, имеющих большое значение для народного хозяйства и представляющих существенный теоретический интерес.

В. С. Пантюшин пользуется заслуженным авторитетом в коллективе института. Плодотворная деятельность Василия Сергеевича Пантюшина отмечена наградами: орденом «Знак Почета» и тремя медалями.

В. А. Голубцова, М. Г. Чиликан, Т. Х. Маргулова, В. В. Мешков, Н. Г. Дроздов, М. А. Перекалин, В. А. Смирнов и др.



А. В. БЕРЕНДЕЕВ

13 декабря 1955 г. скончался один из видных ленинградских электротехников доктор техн. наук, проф. Алексей Викторович Берендеев, заведующий кафедрой «Теоретические основы электротехники» Ленинградского электротехнического института им. Ульянова. Склонность к научно-педагогической работе А. В. Берендеев проявил, еще будучи студентом ЛЭТИ.

По окончании института он работал ассистентом на кафедре С. А. Ринкевича и одновременно вел занятия со студентами Ленинградского института железнодорожного транспорта на кафедре, возглавлявшейся В. К. Лебединским. В 1935 г. А. В. Берендеев был переведен на кафедру теоретических основ электротехники ЛЭТИ. В 1938 г. ему была присуждена ученая степень кандидата технических наук, а в 1939 г. он был утвержден в ученом звании доцента.

А. В. Берендеев принимал участие в написании первого учебника по теории электрического привода «Электрическое распределение механической энергии»; им опубликован ряд статей по электроприводу в «Известиях ЛЭТИ» и в других журналах.



Последние 10—15 лет А. В. Берендеев много работал в области применения тензорного исчисления в электротехнике. В 1948 г. он успешно защитил диссертацию на соискание ученой степени доктора технических наук, а в 1949 г. был утвержден в ученом звании профессора ЛЭТИ по кафедре «Переменные токи».

Алексей Викторович Берендеев являлся глубоко эрудированным ученым во многих прикладных электротехнических науках. Последние годы он принимал большое участие в работе экспертной электротехнической комиссии ВАК.

Правительство высоко оценило работу А. В. Берендеева, наградив его орденом «Трудовое Красное Знамя» и медалями «За оборону Ленинграда» и «За доблестный труд в Великой Отечественной войне 1941—1945 гг.».

Ленинградский электротехнический институт им. Ульянова (Ленина) и советские электротехники потеряли в лице Алексея Викторовича Берендеева крупного научного работника и отзывчивого товарища, пользовавшегося большим уважением и авторитетом в коллективе института.

*Н. П. Богородицкий, Л. Р. Нейман,
Н. П. Ермолин, А. Е. Капляцкий,
Г. В. Сдинцов, Б. П. Козырев и др.*

А. Л. МАТВЕЕВ

23 марта 1956 г. скончался один из старейших профессоров Харьковского политехнического института им. Ленина Аркадий Львович Матвеев.

После окончания в 1913 г. Петербургского электротехнического института А. Л. Матвеев преподавал в институте на кафедре электромеханики; одновременно он работал инженером в Русском обществе «Всеобщая компания электричества».

С 1922 г. А. Л. Матвеев управлял Харьковским отделением Ленинградского электромашиностроительного треста. В 1928 г. он начал работать профессором Харьковского политехнического института, затем в Институте им. Профинтерна, а после создания в 1932 г. Харьковского электротехнического института возглавил кафедру электротехнических станций ХЭТИ. Во время войны А. Л. Матвеев заведывал на Урале отделением Института энергетики Академии наук УССР, а после освобождения в ноябре 1943 г. гор. Харькова А. Л. Матвеев принял активное участие в восстановлении Харьковского электротехнического института.

В дальнейшем А. Л. Матвеев был утвержден заведующим кафедрой «Электрические станции» ХПИ им. Ленина. С 1943 по 1954 г. он, кроме того, руководил Харьковской лабораторией Института электротехники Академии наук УССР.



Научная деятельность А. Л. Матвеева была сосредоточена главным образом на вопросах энергоснабжения и энергопотребления городов и промышленных предприятий, на вопросах энергетического нормирования в промышленности. По этим вопросам он неоднократно выступал на конференциях ВНИТОЭ, на совещаниях работников промышленности и в печати. А. Л. Матвеев был активным деятелем НИТОЭ и членом правления Харьковского отделения ВНИТОЭ.

Занимаясь педагогической и научной работой, Аркадий Львович не оставлял инженерной деятельности: он работал консультантом ряда проектных организаций (Укргидроэнергопроект, Гипроград и др.).

Проф. А. Л. Матвеев подготовил ряд научных работников, успешно защитивших диссертации и ведущих теперь самостоятельную научную и педагогическую работу. Аркадий Львович пользовался большим авторитетом и любовью среди студентов и преподавателей Института.

Советское правительство высоко оценило заслуги А. Л. Матвеева, наградив его орденом «Знак Почета» и медалью «За доблестный труд в Великой Отечественной войне 1941—1945 гг.».

*А. Д. Нестеренко, Л. В. Цукерник,
Е. Р. Хрушова, Л. Л. Розанский,
Е. Ф. Наяшкова, Ю. А. Рашковский и др.*



МОСКОВСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ЧИТАТЕЛЕЙ ЖУРНАЛА „ЭЛЕКТРИЧЕСТВО“

На конференции читателей, проведенной 25 мая с. г. по инициативе Московского правления Научно-технического общества энергетической промышленности, Московского Дома научно-технической пропаганды имени Дзержинского и редакции журнала «Электричество», были рассмотрены итоги деятельности журнала за 1954—1955 гг. и тематический план журнала на 1956—1957 гг.

Открыл конференцию председатель МОНТОЭП проф. Г. Н. Петров. Главный редактор журнала проф. Н. Г. Дроздов доложил о работе редколлегии за последние годы по развитию журнала «Электричество», о намеченных мероприятиях, направленных на дальнейшее улучшение содержания и внешнего оформления журнала. С содокладом от МОНТОЭП выступил А. А. Тайц. В обсуждении вопросов деятельности журнала участвовал ряд читателей: А. Г. Ефанов (ЦКБ треста «Электропривод»), А. М. Селищев (Московский горный институт), И. С. Бессмертный (Гипрокоммунэнерго), Е. Н. Приклонский (Институт азотной промышленности), В. А. Беликов (Московский инженерно-экономический институт), Ю. Е. Нитусов (МВТУ) и др.

Отметив заслуги журнала в систематической пропаганде достижений отечественной и зарубежной электротехники и электроэнергетики и улучшение за последние годы содержания и качества издания журнала, конференция указала на некоторые неизжитые еще недостатки и в своем решении дала соответствующие рекомендации редколлегии журнала. В частности, была подчеркнута необходи-

мость расширения в темплане доли статей, освещающих: вопросы общего развития электрических сетей, вопросы полупроводниковой техники, проблемы счетно-решающих устройств и электроавтоматики, электротехнические вопросы в схемах использования атомной энергии, а также вопросы электрификации железнодорожного транспорта и сельскохозяйственного производства.

В связи с крупными задачами, поставленными Партией и Правительством в области электроэнергетики и электропромышленности, конференция подняла вопрос об увеличении объема журнала с выпуском его 2 раза в месяц.

Конференция выразила пожелание, чтобы коллеги МЭС и МЭП, а также Президиум Академии наук СССР (органом которых журнал «Электричество» является) периодически обсуждали вопросы деятельности журнала.

Конференция обратила внимание на необходимость оказания Московским правлением НТОЭП систематического содействия журналу в организации авторского коллектива, в привлечении членов Общества к участию в дискуссиях на страницах журнала и пр. Подводя итоги работы конференции, член правления МОНТОЭП проф. Б. А. Телешев выразил уверенность в том, что организации энергетической общественности и журнал «Электричество» укрепят существующие между ними связи в интересах дальнейшего развития научно-технической пропаганды, в интересах электрификации СССР.

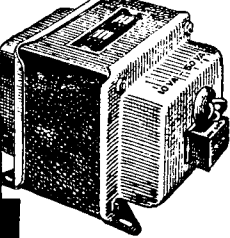
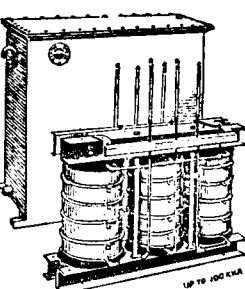
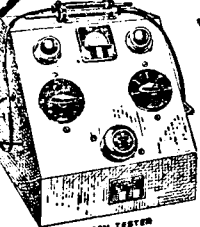
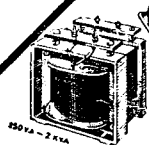
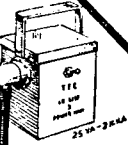
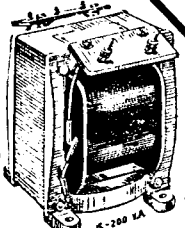
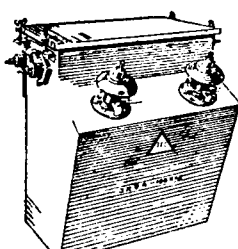


СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

для распределительных сетей

заказывайте

Т.Е.С.



THE TRANSFORMER & ELECTRICAL CO., LTD.
ПРОИЗВОДСТВО СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ДО 100 КВА И ДРУГОЙ АППАРАТУРЫ
EASTERN WORKS, EASTERN RD., WALTHAMSTOW, LONDON, E.17 · АНГЛИЯ
Телефон: Keystone 5031-2 · Каталог по запросу · Поставщики Британского Правительства

М. В. РОГАЛИ-ЛЕВИЦКИЙ и | А. Я. РЯБКОВ. | ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ
И ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА.
640 стр., ц. 21 руб. Трансжелдориздат, 1955.

Книга написана в соответствии с программой, утвержденной ГУУЗ МПС для энергетической специальности институтов железнодорожного транспорта и утверждена Министерством высшего образования в качестве учебного пособия.

В книге изложены основы теории, устройства и эксплуатации электрической части электрических станций и трансформаторных подстанций; особое внимание уделено вопросам железнодорожной энергетики, которая отличается преобладанием изолированных электростанций малой и средней мощности (локомобильных, дизельных, паротурбинных), а также трансформаторных подстанций промышленного типа, присоединенных к районным электросетям.

В первом разделе дано описание потребителей электроэнергии железнодорожного транспорта, методов составления графиков нагрузки и определения мощности железнодорожных электростанций; в приложении приведена таблица изменения нагрузок по часам суток в процентах от максимальной нагрузки.

В разделах 4 ... 10 содержится описание основного оборудования электростанций и подстанций, методов расчета токов короткого замыкания, схем первичных соединений, релейной защиты, установок собственных нужд и пр.

Описание специальных видов электростанций содержится в разделе одиннадцатом; к ним отнесены передвижные электростанции железнодорожного хозяйства, гидроэлектростанции малой и средней мощности и ветроэлектростанции. В данном разделе рассматриваются не только электротехнические вопросы, которым непосредственно посвящена книга, но элементарно и вопросы гидротехники и ветроэнергетики, что следует считать целесообразным, так как студенты благодаря этому получают возможность составить общее представление не только о тепловых электростанциях, но и о других видах электростанций, особенно о ветроэлектростанциях, которые могут найти широкое применение на железнодорожном транспорте.

Всего в книге 13 разделов; в них содержится полезный и разносторонний материал по электрической части энергетических установок. Книга может представить интерес также для инженеров, занимающихся вопросами проектирования и эксплуатации железнодорожных и заводских электростанций и подстанций.

Следует отметить хорошее и доходчивое изложение и приятное внешнее оформление книги.

Укажем на некоторые недостатки, допущенные в данной книге.

Приводя определение электрических нагрузок 1-й, 2-й и 3-й категорий и указывая, что железнодорожные потребители в основном относятся к категории, в отношении которой не допускается перерыв электроснабжения (стр. 9), авторы должны были дать более конкретные указания по этим вопросам, поскольку категория потребителей имеет решающее значение для выбора схем электроснабжения.

На стр. 66 отмечено, что Техническое управление МЭС рекомендует применять способ самосинхронизации генераторов при любом соотношении мощностей включаемого и работающего генераторов; на стр. 594 указано, что способ самосинхронизации должен применяться для всех генераторов мощностью до 3 000 квт независимо от типа и схемы присоединения, а для турбогенераторов мощностью 3 000 квт — при условии, если симметричная составляющая тока включения генератора способом самосинхронизации не превышает $3,5 I_{ном}$; эти указания, дополняющие друг друга, следовало объединить и поместить в одном разделе (втором).

На стр. 261 говорится, что для электростанций и подстанций напряжением 220/127 в схема соединений остается такой же, как и для 380/220 в, но отсутствует заземление нулевого провода. Это указание не соответствует «Правилам устройства электротехнических установок» (раздел — Заземления и зануления в электрических установках до 1 000 в, § 16), требующим заземления нейтральных проводов четырехпроводных сетей при линейном напряжении до 380 в включительно, т. е. и при напряжении 220/127 в.

На стр. 463 приведены две схемы дифференциальной защиты генераторов: одна с применением специальных токовых реле с быстроснабжающимися трансформаторами тока (фиг. 376), другая (фиг. 375), выполненная с обычными токовыми реле типа ЭТ-521. Авторам следовало бы указать, что первая применяется преимущественно для гидроагрегатов, вторая же для турбоагрегатов, для которых рекомендуется зарубежная защита с уставкой тока срабатывания $1,3 I_{ном}$ (циркуляр ТУ МЭС, январь 1952.).

Можно было бы привести еще ряд менее существенных замечаний. Но недочеты, обнаруженные в книге, не являются принципиальными и не умаляют несомненных ее достоинств. При переиздании нетрудно будет внести необходимые коррективы.

Инж. А. Б. Дон-Яхно
и инж. С. А. Терешкович

Транстехпроект Минтрансстроя

С. М. БРАГИН. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КАБЕЛЬ. 263 стр., ц. 6 р. 75 к.
Госэнергоиздат, 1955.

В предисловии к книге сообщается, что «В отличие от большинства книг по кабельной технике здесь впервые дается совместное (здесь и ниже разрядка моя.—Б. К.) изложение основных принципов и законов конструирования и технологических процессов проводов и кабелей разных типов ...» и далее — «Такой, именно, общий курс теории кабеля, объединяющий вопросы конструирования, технологии и испытания кабельных изделий с вопросами теплового и электрического расчета кабеля, является основой подготовки инженеров изоляционной кабельной специальности в МЭИ им. Молотова с 1939 г.». Но вслед за этим автор сообщает, что «...выпускаемая книга относится к первой части курса, а тепловой и электрический расчет подготовливается к печати». Таким образом, автор сразу же отказывается от предлагаемого им объединения и совместного изложения комплекса перечисленных выше вопросов и

представляет читателю ...раздельное их рассмотрение. Такая двойственность не могла не отразиться на качестве представленного в книге материала.

Действительно, конструирование кабельных изделий базируется на определенных положениях, вытекающих не только из теории кабелей, но и из теории технологических процессов. Однако совместное рассмотрение всех этих вопросов, если их не ограничить узким кругом изделий, потребовало бы очень большого объема. Именно поэтому в последние годы прочно внедрялась практика составления книг, посвященных отдельным видам кабельных изделий, а иногда даже отдельным технологическим процессам, так как объять с необходимой полнотой в одной книге все стороны кабельной техники, как это еще было возможно несколько десятков лет назад, теперь уже практически невозможно.

В результате попытки автора охватить в одной книге

многочисленные вопросы, относящиеся ко всем главным видам кабельных изделий, и получилось крайне неравномерное распределение объема книги по отдельным темам. Так, в некоторых случаях автор ограничивается приведением только кратких сведений, которые он называет основными, хотя не все из них являются таковыми. В других случаях без нужды приводятся подробности, которых можно было не касаться. Первые семь глав, в объеме 185 страниц, почти целиком относятся к силовым кабелям с бумажной пропитанной изоляцией, а изделиям с резиновой изоляцией и кабелям связи отведено по одной главе, около 20 страниц в каждой. Еще более бегло изложен важный вопрос об испытаниях кабелей.

Кабельное производство в настоящее время настолько усложнилось, что охватить в одной книге все вопросы практически невозможно. Номенклатура материалов, применяемых для кабельного производства, количество видов изделий и оборудования за последние годы возросли; вопросы теории и практики, требования, предъявляемые к изделиям, и технологические процессы настолько усложнились, что требуют участия во всех разработках большой группы производственных, технических и научных работников и институтов. Вместе с этим назрела необходимость в более глубоком и подробном изучении новых вопросов, относящихся к различным областям науки и техники. Все это обрекает на неудачу попытки составления книг, обобщающих в себе вопросы теории и производства, относящиеся к разнообразным видам кабельных изделий, к различным технологическим процессам и машинам.

Если сконцентрировать внимание на первых семи главах, которые, повидимому, являются главными в книге, то нельзя не отметить весьма ценного намерения автора затронуть ряд вопросов, еще не рассматривавшихся в ранее вышедших пособиях по кабельной технике. К таким вопросам относятся некоторые теоретические предположения, касающиеся процессов сушки и пропитки кабелей, поведения массы при эксплуатации кабеля и некоторые другие. Хотя сделанные в этом направлении попытки автора нельзя признать вполне удачными, тем не менее уже одна постановка автором соответствующих задач содействует привлечению к ним внимания, а это будет способствовать нахождению в дальнейшем и практических решений. Поэтому данная инициатива автора книги заслуживает безусловного одобрения.

Остановимся на некоторых существенных недостатках книги.

В гл. 1 даются краткие сведения о материалах, применяемых в кабельном производстве, и о некоторых видах кабельных изделий. Свойства материалов рассматриваются в различных курсах материаловедения недостаточно. Поэтому включение в книгу раздела о материалах можно было бы приветствовать. Однако содержание этого раздела не может удовлетворить читателя. Помимо того, что в раздел не включены некоторые материалы (например, используемые для защитных и броневых оболочек), сведения о ряде материалов даны с искажениями и опечатками. Недостаточно полное рассмотрение свойств и характеристик отдельных материалов в рассматриваемой главе вынуждает автора возвращаться к этим же вопросам в других главах (например, в табл. 6-2 дополнительно к данным, приведенным в табл. 1-2, и др.).

При описании типов кабельных изделий автор останавливается на характеристике голых проводов и марок обмоточных проводов, не являющихся собственно кабелями, но при этом пропускает подводные кабели связи, корабельные и некоторые другие кабели, занимающие видное место в производстве и в эксплуатации.

В гл. 2 остается непонятным, что побудило автора вместо простых и точных формул $L = \frac{h}{\sin \alpha}$ и $d' = \frac{d}{\sin \alpha}$ предлагать более сложные и менее точные—вида $L \approx h(1+k)$ стр. 46). Практически в последних формулах нет никакой необходимости.

Указанное на стр. 49 выражение для определения минимальной кратности не может относиться к скрутке

с одной центральной проволокой, так как для этого случая оно обращается в бесконечность.

Показанная на стр. 58 неявная функция может ввести читателя в заблуждение, так как в действительности гибкость зависит не только от величин, записанных в виде отношения, но и от направления скрутки отдельных повивов, от силы трения между скручиваемыми проволоками и от других трудно учитываемых факторов, которые не дают возможности сделать эту функцию явной.

Описание крутильных машин включено в гл. 4, относящуюся к скрутке жил в кабель, и заняло всего около пяти страниц. Крутильные машины, как известно, составляют одну из важнейших групп кабельного оборудования, в которой отдельные машины имеют различное назначение, и только часть этих машин имеет непосредственное отношение к скрутке, описанной в гл. 4. Помимо того, что машины охарактеризованы крайне неполно, в приведенных данных имеются существенные недочеты. Так, например, схема, показанная на фиг. 4-7, дана в перевернутом виде, что делает ее совершенно непонятной, так как вся сущность устройства показанного узла заключается в правильном расположении центра тяжести подвижной системы по отношению к опорам. На схеме, показанной на фиг. 4-9, с левой стороны имеется непонятный и ненужный придаток. Эта схема относится к очень старому, а может быть к не существующему оборудованию, и вместо нее следовало привести более совершенную схему современной машины.

В гл. 5 раздел 1 посвящен описанию наивыгоднейшего режима сушки, а раздел 2 отведен под так называемые основы теории сушки. Нетрудно видеть, что описываемые в разделе 1 режимы никак не связаны с теорией, приведенной в разделе 2, а теория не приводит ни к каким практическим выводам. В разделе 5-2, помимо того, имеется ряд неясностей и ошибок. Так, например, на фиг. 5-5 дана диаграмма с надписью «изотерма десорбции». Между тем действительная изотерма сорбции показана на фиг. 5-9 с другим заглавием. В каких процентах дана влажность на фиг. 5-5 и в чем заключается отличие этой фигуры от фиг. 5-9, остается непонятным. Обозначения кривых 1 и 2 на фиг. 5-6 перепутаны. Приведенные в разделе 5-2 уравнения ничего не дают читателю для понимания физической сущности происходящих при сушке явлений или для решения практических задач.

Формула, данная в разделе 5-4 на стр. 116, могла бы быть использована при рассмотрении теплового баланса сушки, однако этого вопроса автор совершенно не затронул.

К номограмме 7-22, которая сама по себе проста и понятна, автор дал те же пояснения, что и к номограмме 3-7; кроме того, он предложил метод построения, в изложении которого, повидимому, имеется пропуск текста. В итоге это приводит к ошибке. Дело в том, что в номограмме 7-22 по координатным осям нанесены не обратные величины, а прямые, дающие равномерные шкалы V и τD . Вследствие этого кривые, соответствующие различным ширинам лент, являются не окружностями, а гиперболами. Таким образом, построить эту номограмму, следуя тексту книги, невозможно. Нельзя начинать построение с проведения двух лучей из некоторого полюса O (на чертеже не показанного) под углом 20° и 40° (к чему?), так как эти углы не являются натуральными и используются в дальнейшем в результате построения номограммы по характерным точкам.

Различные ошибки и опечатки очень затрудняют чтение книги и свидетельствуют о неудовлетворительном ее редактировании. В качестве примера укажем на перевернутый чертеж (4-7) и неудачные схемы (4-9, 7-13, 7-16), на ошибку в фиг. 5-1 и многие другие дефекты в итоге невнимательной работы по изданию книги.

Приходится сделать вывод о том, что книга не отвечает требованиям, которые можно предъявить кабельной технической литературе.

Кандидат техн. наук Б. А. Кожевников
Ленинградский филиал НИИ КП МЭП

* * *

Ознакомление с книгой С. М. Брагина на кафедре электроизоляции и кабельной техники позволяет отметить следующее. Работа, выполненная автором книги, — это первая попытка создать учебник по основной кабельной дисциплине для учащихся, специализирующихся по кабельной технике. В настоящее время писать книгу с таким расчетом, чтобы она равно удовлетворяла как студентов, так и производственников, очень трудно. Для того чтобы удовлетворить возросшие запросы производственников, книга должна сделаться энциклопедической и, следовательно, иметь объем, далеко выходящий за рамки учебника, который должен строго соответствовать определенному объему учебных часов.

Развитие кабельной техники требует выпуска специальных книг по различным разделам кабельной техники. Общую книгу по кабельной технике, предназначенную для инженеров-кабельщиков, можно себе представить только как большой труд коллектива авторов, очевидно много-томный.

По содержанию книги С. М. Брагина можно заключить, что автор и не ставил себе подобной задачи, а постарался создать учебник для студентов кабельной специальности в относительно небольшом объеме, соответствующем числу учебных часов, выбрав в связи с этим лишь основные вопросы кабельной техники и изложив их на достаточно высоком теоретическом уровне. По нашему мнению, автор с этой задачей в основном справился, создав книгу, выгодно отличающуюся от ранее выпущенных учебных пособий по кабельной технике. Изложение основных сведений о силовых кабелях логично дано в книге в той же последовательности, в какой построен технологический процесс изготовления кабелей, что, несомненно, правильно с педагогической точки зрения.

Вопросы теплового и электрического расчета кабелей вынесены автором в отдельную часть, намеченную им к составлению.

Можно дискутировать по вопросу о распределении материала по отдельным главам книги; в частности, главу по испытаниям кабелей можно было, вероятно, безболезненно из книги изъять.

В книге имеются досадные описки и опечатки, о чем указано в рецензии Б. А. Кожевникова.

Все же нельзя отрицать, что в относительно малом объеме (13,5 листов) автору удалось изложить все узловые вопросы кабельного производства, применительно к программе курса, читаемого в высших учебных заведениях, и на достаточно высоком уровне.

Поэтому мы считаем, что книгу С. М. Брагина можно рекомендовать для студентов кабельной специальности.

Доктор техн. наук, проф. М. М. Михайлов

Зав. кафедрой электрической изоляции и кабельной техники Ленинградского политехнического института им. Калинина

* * *

Книга С. М. Брагина обсуждалась также на кафедре электроизоляции и кабельной техники Томского политехнического института им. Кирова. В одобренной кафедрой рецензии указано, что содержание книги соответствует учебной программе, что ценная попытка обобщить большой материал по теории и технологии кабельного производства в рамках ограниченного по объему учебного пособия автору удалась: в небольшой книге им изложен, в основном правильно, широкий круг вопросов. В рецензии отмечены отдельные недостатки книги; гл. 8 (Провода и кабели с резиновой изоляцией) и гл. 9 (Кабели связи) признаны неудовлетворительными. Не считая этих глав, которые при переиздании книги должны быть переработаны, кафедра ТПИ рекомендует книгу С. М. Брагина в качестве учебника для изучающих основы кабельной техники.

(Ред.)

◇ ◇ ◇

НОВЫЕ КНИГИ ПО ЭЛЕКТРИЧЕСТВУ, ЭЛЕКТРОТЕХНИКЕ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

ВОПРОСЫ ТЕОРИИ И ИССЛЕДОВАНИЯ ПОЛУПРОВОДНИКОВ И ПРОЦЕССОВ ПОЛУПРОВОДНИКОВОЙ МЕТАЛЛУРГИИ. Сборник статей. Отв. ред. Д. А. Петров. 94 стр., ц. 3 руб. Академиздат.

Гессен В. Ю. АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ЗАЩИТА ОТ НИХ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ. 367 стр., ц. 6 руб. 30 коп. Сельхозгиз.

Гутенмахер Л. И. ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ. 48 стр., ц. 60 коп. Изд. «Знание».

Дорфман Я. Г. МАГНИТНЫЕ СВОЙСТВА И СТРОЕНИЕ ВЕЩЕСТВА. 376 стр., ц. 14 руб. 15 коп. Гостехиздат.

ИЗГОТОВЛЕНИЕ КОНСТРУКЦИЙ И ДЕТАЛЕЙ ДЛЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВОК. Единые нормы и расценки на стр. монтаж. работы. Электрические установки силового тока. Вып. 1. 3, 5, отд. 42.

Маркелов В. В. и Соколов Д. В. ЭЛЕКТРОМОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ. 332 стр., ц. 9 руб. Госстройиздат.

РАЗЪЕДИНИТЕЛИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ. ГОСТ 689—55. Общие техн. условия. Срок введения 1. I. 1957 г. 15 стр., ц. 60 коп. Стандартгиз.

Ржонский Б. Н. ДМИТРИЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ ЛАЧИНОВ. Жизнь и труды. 352 стр., ц. 11 руб. 50 коп. Госэнергоиздат.

Тагин А. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСТВА В СЕЛЬСКОМ ХОЗЯЙСТВЕ И БОРЬБА С ПОТЕРЯМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. 248 стр., ц. 4 руб. Алтайское книжное изд.

Фок В. А. ТЕОРИЯ ПРОСТРАНСТВА, ВРЕМЕНИ И ТЯГОТЕНИЯ. 504 стр., ц. 16 руб. 85 коп. Гостехиздат.

Хромченко Г. Е. ВЫСОКОВОЛЬТНАЯ ВЫКЛЮЧАЮЩАЯ АППАРАТУРА. Конструкция и монтаж. 224 стр., ц. 6 руб. 30 коп. Госстройиздат.

Шкури Г. П. СПРАВОЧНИК ПО ЭЛЕКТРОИЗМЕРИТЕЛЬНЫМ И РАДИОИЗМЕРИТЕЛЬНЫМ ПРИБОРАМ. Изд. 2-е, переработ. и доп. 912 стр., ц. 19 руб. 15 коп. Воениздат.

◇ ◇ ◇

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Н. А. Андрианов, Н. И. Борисенко, Г. В. Бутневич, А. А. Глазунов, В. А. Голубцова, Н. Г. Дроздов (главный редактор), Е. Г. Комар, М. П. Костенно, Л. Р. Нейман, И. И. Петров, В. И. Попков, И. А. Сыромятников (зам. главного редактора), А. М. Федосеев, М. Г. Чилинин, М. А. Шателен.

ПРАВИЛА ПОДГОТОВКИ РУКОПИСИ АВТОРАМИ ЖУРНАЛА „ЭЛЕКТРИЧЕСТВО“

1. Размер статьи не должен превышать 0,5 авт. листа (12 стр. машинописного текста через 2 интервала с 5—6 рис.).

2. Оригинал статьи представляется в одном экземпляре, (первом с машинки), отпечатанном через два интервала, с полями 4—5 см.

Оригинал должен быть тщательно проверен и подписан автором (цитаты заверяются подписью автора особо каждая, с указанием точного источника). Ниже подписи автор проставляет свою фамилию, полностью имя и отчество, домашний адрес, место работы, занимаемую должность, год рождения.

3. Примененные автором обозначения выписываются им на отдельном листе с указанием: 1) что символ обозначает, 2) какого алфавита буква, 3) строчная или заглавная; аналогичное пояснение делается и в отношении индексов. Следует руководствоваться принятыми в журнале: буквенными обозначениями электротехнических и общетехнических величин и сокращенными обозначениями единиц измерения.

4. Формулы отчетливо вписываются от руки чернилами выделенными строками, а не в строках текста. Таблицы не должны быть громоздкими; все наименования в них проставляются полностью.

5. При вписывании букв, индексов, символов и других знаков следует соблюдать правильные начертания во избежание смешения сходных изображений: заглавных и строчных букв (*C* и *c*, *K* и *k*, *O* и *o*, *S* и *s*, *U* и *u*, *V* и *v* и др.), букв, трудно различимых в рукописи (*e* и *l*, *I* и *J*, *g* и *q*, *n* и *u*, *v* и *γ* (греч.), *X* и *χ* (греч.), *d* и *α* (греч.), *ε* и *ξ* и др.).

Заглавные (прописные) буквы рекомендуется подчеркивать карандашом двумя черточками снизу (например, O), а строчные сверху. 0 (ноль) не

подчеркивать. Греческие буквы заключать в кружки цветным карандашом.

6. Нумерация ссылок к тексту, ссылок на литературу, ссылок на рисунки выполняется раздельно в порядке собственной последовательности в тексте.

Библиографический указатель (Литература) составляется в следующем порядке: а) для журналов — инициалы и фамилия автора (в оригинальной транскрипции) название статьи (иностранной — в русском переводе), название журнала, часть или том (для журналов, не имеющих счета томов, — номер), страница начала статьи, год издания; б) для книг — инициалы и фамилия автора (в оригинальной транскрипции), название книги, ссылка на страницы, наименование издательства (для иностранных изданий — место издания), год издания.

7. Иллюстрации должны быть перечислены в специальной описи. На обороте каждого рисунка автор должен указать свою фамилию и номер, соответствующий ссылке в тексте.

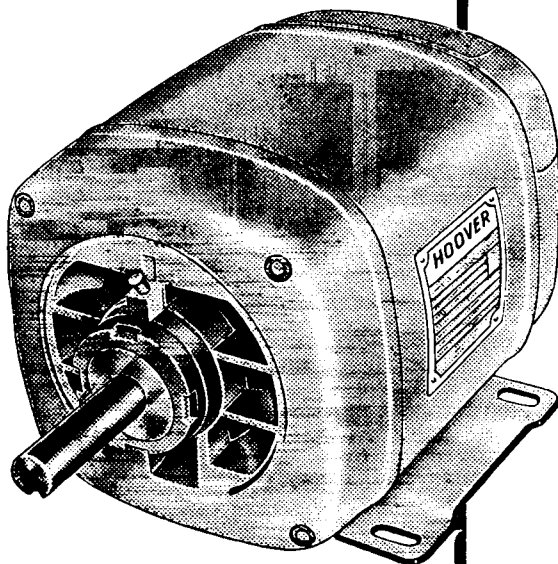
8. Пометки и надписи, относящиеся к графическому материалу, должны быть сделаны вне площади рисунка.

9. Условные обозначения в площади рисунка должны быть краткими и общеупотребительными. Расшифровка примененных условных обозначений дается без сокращений на свободном поле или в приложении к каждому рисунку вместе с его наименованием для набора надлежащей подписи к рисунку.

10. Фотоснимки должны быть отпечатаны на белой глянцевой бумаге. Изображение должно быть контрастным, с резкой проработкой деталей. Свет должен усиливать восприятие основных линий и деталей изображения. Главный предмет съемки не должен сливаться с фоном или подавляться последним.

ЭЛЕКТРОМОТОРЫ МОЩН. МЕНЕЕ 1 лс.

„ХУВЕР“



Легкоприспособляемые, точного выполнения, современной конструкции. Электромоторы „ХУВЕР“ мощн. менее 1 лс. были сконструированы специально для удовлетворения современных требований к электромоторам. Пригодны для успешного выполнения многочисленных видов работ.

Непрерывно увеличивающийся спрос на эти электромоторы служит доказательством того, что в течение немногих лет они приобрели мировую известность, благодаря качеству выполнения, эффективности в работе и надежности.

Электромоторы „ХУВЕР“ выпускаются в каплепроницаемых или совершенно закрытых кожухах, могут работать на электрическом токе различных фаз, пуск осуществляется с помощью специального конденсатора. Электромоторы выпускаются с различными гарнитурами.



Широкая область применения электромоторов „ХУВЕР“ мощн. менее 1 лс. включает :

Рефрижераторы
Стиральные машины
Насосы
Токарные станки
Нефтяные форсунки
Доильные машины
Конвейеры
Канторские машины
Воздушные компрессоры
Маслобойки
Сверлильные станки
Механические топки
Кофейные мельницы
Насосы для неглубоких колодцев
Молочные холодильные чаны
Шлифовальные приборы
Станки для наклейки этикеток
Вентиляторы для кондиционирования воздуха
Любительские мастерские
Циркулярные пилы
Машины для мойки бутылок
Машины для сортировки продуктов
Швейные машины
Салорезки
Машины для брошировки картонных коробок
и т.д., и т.д.

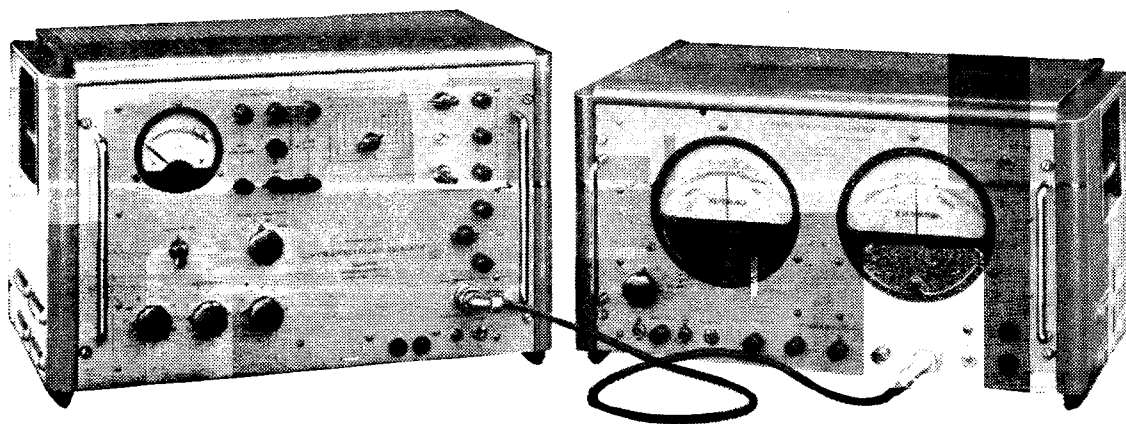
За дальнейшими техническими подробностями обратитесь к фирме :

HOOVER LIMITED

EXPORT DEPARTMENT
PERIVALE
ENGLAND

ВОЛОГОДСКАЯ
ОБЛАСТНАЯ
БИБЛИОТЕКА

ПОЛНОЕ И ТОЧНОЕ ИСПЫТАНИЕ СЛЕДЯЩИХ СИСТЕМ



Анализатор функции передачи содержит два прибора: декадный генератор низкой частоты Типа OS 103 и фазочувствительный вольтметр низкой частоты Типа P253. Общий диапазон частоты от 0,1 до 1000 гц. Это оборудование одновременно разлагает сигнал реакции схемы на синфазную и квадратурную составляющие. Этот способ дает картезианские координаты для нанесения диаграммы Найквиста для схем низкой частоты и для следящих механизмов. Система имеет большую селективность против искажений сигнала и помех: подавление по амплитуде в 40 дб и приближение к испытательной частоте до 2 гц.

ПРИМЕНЕНИЯ

- Для испытания реагирования саморегулирующихся систем, контроль которых может иметь или замкнутый или разомкнутый контур.
- Для испытания полных следящих механизмов и регуляторов.
- Для нанесения диаграмм вибрационных узлов структур.
- Для исследования аналогичных или моделированных электрических устройств при проектировании контрольного оборудования автоматических процессов.
- При анализе многополюсников низкой частоты.
- Для испытания при проектировании и в продукции деталей: ламповых, магнитных и электромагнитных усилителей, сельсин и т.п.

**THE SOLARTRON
ELECTRONIC
GROUP LTD.**

Thames Ditton, Surrey, АНГЛИЯ

**НАДЕЖНОСТЬ! — РАСХОДЫ ПО ПОКРЫТИЮ НАШЕЙ ГОДОВОЙ
ГАРАНТИИ НИКОГДА НЕ ПРЕВЫШАЛИ 0,2% ПРОДАЖНОЙ
СТОИМОСТИ**

Дальнейшая информация по поводу вышеупомянутых приборов или иного оборудования высылается по получении запроса

Фирме: **THE SOLARTRON ELECTRONIC GROUP LTD.**

Прошу выслать подробности относительно оборудования
отмеченного (✓) по адресу:—

- | | |
|--------------------------|--|
| <input type="checkbox"/> | ФАЗОИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ |
| <input type="checkbox"/> | ОСЦИЛЛОСКОПЫ |
| <input type="checkbox"/> | ОБОРУДОВАНИЕ СВЯЗИ |
| <input type="checkbox"/> | РЕГУЛИРОВАННЫЕ СИЛОВЫЕ АГРЕГАТЫ |
| <input type="checkbox"/> | ИЗМЕРИТЕЛЬНОЕ И ПУЛЬСИРУЮЩЕЕ
ОБОРУДОВАНИЕ |

.С.2