

„Коммунизм—это советская власть  
илюс электрификация всей страны“  
ЛЕНИН

153

# ЭЛЕКТРИЧЕСТВО

№ 18

НОЯБРЬ  
ВЫПУСК II

ГОСУДАРСТВЕННОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ  
ИЗДАТЕЛЬСТВО

Вологодская областная универсальная научная библиотека  
[www.booksite.ru](http://www.booksite.ru)



КВА  
ГРАД

**ОТКРЫТА ПОДПИСКА НА 1934 ГОД**  
на ежемесячный научно-технический журнал

# Электрические станции

ОРГАН ГЛАВЭНЕРГО

5-й ГОД ИЗДАНИЯ

12 НОМЕРОВ В ГОД

**ПРОГРАММА ЖУРНАЛА:** Общие технико-экономические проблемы планирования. Освещение отдельных планов электрификации наиболее характерных районов Союза. Общий план электрификации. Технические проблемы электрификации. Критический анализ отдельных проектов крупного электростроительства. Стандартизация и типизация. Описание и критический разбор строительных и монтажных работ. Новые типы и конструкции оборудования. Описание аварий и методы их ликвидации. Организация эксплоатации. Подготовка кадров. Организация ремонтного хозяйства. Режим работы станций. Распределение нагрузки. Регулирование напряжений. Распределение энергии в крупных городах. Вопросы расхода на собственные нужды. Обеспечение надежности параллельной работы станций. Организация диспетчерской службы и опыта ее работы. Централизация управления и применение автоматических приборов. Статистика, информация, биография, хроника.

**ЖУРНАЛ РАССЧИТАН:** на инженеров, квалифицированных техников, учащихся вузов, научно-исследовательские институты, проектирующие организации.

**ПОДПИСНАЯ ЦЕНА:**

на год—18 р., на 6 мес.—9 р. 3 мес.—4 р. 50 к. Отдельный номер 1 р. 50 к.

**ПОДПИСКУ НА ЖУРНАЛ И ДЕНЬГИ НАПРАВЛЯЙТЕ ПО АДРЕСУ:** Москва, Центр, Ильинка, проезд Владимирский (Юшков пер.), 4 Главной конторе периодических и подписных изданий ОНТИ „Техпериодика“.

**ПОДПИСКА ПРИНИМАЕТСЯ:** отделениями, магазинами и уполномоченными ОНТИ, снабженными соответствующими удостоверениями, общественными сборщиками подписки на предприятиях, всеми отделениями и магазинами КОГИЗа, всеми почтовыми отделениями и письмоносцами.

**ВНИМАНИЮ ПОДПИСЧИКОВ 1934 г.:** с 1 января 1934 г. Главной конторой Техпериодики ОНТИ организована специальная экспедиция для обеспечения аккуратной и своевременной рассылки журналов подписчикам. С жалобами на неаккуратное получение журнала 1934 года обращайтесь непосредственно в адрес конторы. В 1934 году все журналы ОНТИ будут экспедироваться по ярлычной (адресной) системе.

**ОТКРЫТА ПОДПИСКА НА 1934 ГОД**

на ежемесячный научно-технический журнал Главэнерго

# ТЕПЛО и СИЛА

ГОД ИЗДАНИЯ 1934

**ЗАДАЧИ ЖУРНАЛА:**

Борьба за создание советского энергооборудования, борьба за освоение энергоустановок и рациональную постановку их эксплоатации, помочь ИТР в деле повышения своей квалификации и помочь студентам вузов основанная на увязке работ научно-исследовательских институтов, работы заводов-изготовителей и опыт эксплоатации станций и промустановок.

**ПРОГРАММА ЖУРНАЛА:**

Советское энергооборудование и пути его развития. Освоение оборудования и нормальные режимы его эксплоатации. Эксплоатация энергоустановок, ее организация и обмен эксплоатационным опытом. Оценка конструкций оборудования с точки зрения надежности, экономичности и удобств эксплоатации. Потребление энергии и тепла в промышленности и разрешение проблемы теплозаводо-снабжения промкомбинатов. Комбинированное производство тепла и энергии, теплоэлектроцентрали и тепловые сети. Топливо СССР и особенностей его сжигания. Освоение месчных топлив. Вопросы экономии топлива. Аварии, их предупреждение и ликвидация.

**ПОДПИСНАЯ ЦЕНА:**

на год—18 р., на 6 мес.—9 р., на 3 мес.—4 р. 50 к. Отдельный номер—1 р. 50 к.

**Подписку на журнал и деньги направляйте по адресу:** Москва, Центр, Ильинка, проезд Владимирский (Юшков пер., 4), Главной конторе периодических и подписных изданий ОНТИ „Техпериодика“.

**ПОДПИСКА ПРИНИМАЕТСЯ:** отделениями, магазинами и уполномоченными ОНТИ, снабженными соответствующими удостоверениями, общественными сборщиками подписки на предприятиях, всеми отделениями и магазинами КОГИЗа, всеми почтовыми отделениями и письмоносцами.

**ВНИМАНИЮ ПОДПИСЧИКОВ 1934 года:** с 1-го января 1934 г. Главной конторой Техпериодики ОНТИ организована специальная экспедиция для обеспечения аккуратной и своевременной рассылки журналов подписчикам.

С жалобами на неаккуратное получение журнала 1934 г. обращайтесь непосредственно в адрес конторы. В 1934 году все журналы ОНТИ будут экспедироваться по ярлычной (адресной) системе.

# ЭЛЕКТРОСЕТЬ

18

1933

НОЯБРЬ

Орган ВЭО и ГЛАВЭНЕРГО НКТП, Энергетического института, Академии наук СССР  
и Всесоюзного энергетического научного инженерно-технического общества (ВЭНИТО)

Адрес редакции: МОСКВА, Неглинный пр., 6/2. Тел. 65-84.

## СОДЕРЖАНИЕ

Стр.	Стр.		
ЛУШОВ В. М.—О рациональном размещении трансформаторных подстанций в районной сети . . . . .	1	ЗА РАЦИОНАЛИЗАЦИЮ ТЕХНИЧЕСКОГО ЯЗЫКА	
ОТ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ ИНСТИТУТОВ И ЛАБОРАТОРИЙ		ЛИТВИНЕНКО А.—О современной радиотехнической терминологии . . . . .	24
ЛЮКОВА М. М.—Тлеющий разряд и его переход в дугу в высоковольтном ртутном выпрямителе . . . . .	9	НОРМЫ и СТАНДАРТЫ	
ЛУБАНОВ М. Н.—Нестационарные режимы и влияние на работу вентильного двигателя . . . . .	14	Пояснительная записка правил расчета и устройства заземления в установках переменного тока высокого напряжения (свыше 1000 V) . . . . .	27
<b>ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВА</b>			
ГАНОВСКАЯ М. Н.—Освоение новых мощностей и сбережение энергии в районном электрохозяйстве . . . . .	20	БИБЛИОГРАФИЯ . . . . .	43
		ХРОНИКА . . . . .	44
		ИЗ КНИГ и ЖУРНАЛОВ . . . . .	45

## О рациональном размещении трансформаторных подстанций в районной сети

(сообщение научно-исследовательского сектора Харьковского электротехнического института)

Проф. В. М. Хрущов  
Харьков

Размещение трансформаторных подстанций в районах весьма нередко производится на основе чистых соображений. Можно указать на ряд подстанций, которые были построены в данном месте исключительно потому, что потребитель электрической энергии появился на полгода или год ранее, чем появился спрос на нее. Совершенно безотносительно к росту населения района хотя бы в течение ближайших пяти лет, несомненно, значительная часть наших районных сетей отражает так сказать своеобразное напластавление исторических эпох и менее всего планово-перспективное развитие электрохозяйства. В настоящее время уже ряд районов весьма значительно представляет собой районы сплошной конфигурации, необходимо вопрос о размещении трансформаторных подстанций в районных сетях построить на более рациональную базу, дабы избежать экономических промахов, которые неизбежно будут руководствоваться в этом вопросе вкусыми потребителя. Нижеследующие строки и представляют попытку дать разрешение проблемы расположения трансформаторных подстанций районной сети на сплошной основе.

Примем, что распределительная сеть, которую рассматриваемая подстанция, представляет собой, состоящую из двух или трех колец (рис. 1), охватывающие каждого потребителя. Такая конфигурация, удовлетворяя основному требованию построения сплошной сети, не может быть осуществлена ввиду ограничения количества потребителей, находящихся вблизи подстанции. Ред.

центного резерва, в то же время наилучшим образом обеспечивает необходимую селективность отключения подвергшихся аварии участков. Более сложные конфигурации сети, аналогичные конфигурации городских сетей, дающие резервирование более 100%, не оправдывают себя в эксплуатационном отношении из-за трудности достигнуть удовлетворительного действия защиты. Прямым следствием столь простой конфигурации распределительных сетей является то, что при решении вопроса о размещении подстанций необходимо базироваться на линейной нагрузке проводов, а не на удельной плотности нагрузки ( $W/m^2$ ). Последнее давало бы тем более неправильные результаты, что в противоположность городским сетям потребители в районных сетях распределяются по площади района, обслуживаемого трансформаторной подстанцией, чрезвычайно неравномерно. Однако линейная нагрузка сети может быть определена лишь тогда, когда известна конфигурация последней, и потому наиболее рациональным выходом из положения является, во-первых, определение экономически наивыгоднейшего радиуса района по средней плотности нагрузок ( $W/m^2$ ) и, во-вторых, после того как на этой основе намечена конфигурация сети и определены экономически наивыгоднейших размеров колец по линейной нагрузке сети. Соответствующие изменения в конфигурацию сети вносятся, базируясь на последней величине.

На рис. 1 буквой А обозначена трансформаторная подстанция, буквами *a*, *b*, *c*, потребительские подстанции,

охваченные системой колец распределительной сети, отходящих от подстанции A. Район, который заключает в себе распределительную сеть, имеет, вообще говоря, неправильную форму; в дальнейших наших рассуждениях, однако, мы будем считать, что он имеет форму

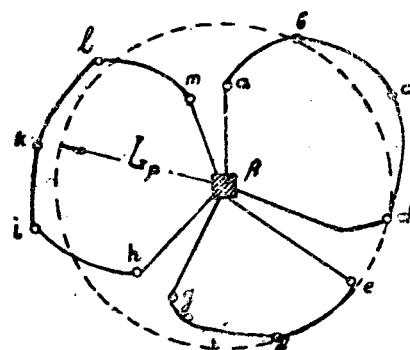


Рис. 1

круга; такая форма является, разумеется, наивыгоднейшей, и к ней при проектировании и надлежит стремиться. Пусть  $L_p$ —радиус круга (в метрах); длина полукольца  $L_1$  распределительной сети будет, очевидно, пропорциональна  $L_p$ , т. е.

$$L_1 = k_{kl} L_p$$

где  $k_{kl}$  представляет некоторый коэффициент; значение  $k_{kl}$  в первом приближении может быть принято равным или несколько меньшим  $\frac{\pi}{2}$ , исходя из допущения, что кольца распределительной сети имеют также форму, близкую к окружности. Мы примем далее, что сечения проводов на отдельных участках сети рассчитаны на экономическую плотность тока  $s_k$ ; рассматривая одно полукольцо сети мы получим, что об'ем проводящего материала распределительной сети ( $m \cdot mm^2$ ), отнесенный к 1 kW передаваемой этим полукольцом мощности, может быть представлен выражением:

$$Q_s = \frac{3 \sum q_i l_i \cdot 10^8}{\sqrt{3} I_2 U_2 \cos \varphi_2},$$

где  $q_i$  и  $l_i$  обозначают сечения и длины отдельных участков полукольца, а  $I_2$ ,  $U_2$ ,  $\cos \varphi_2$ —ток, напряжение и коэффициент мощности в начале полукольца. Так как об'ем проводящего материала провода, рассчитанного на постоянную плотность тока, равен об'ему материала провода с постоянным сечением  $q^1$ ), то предыдущее выражение может быть переписано в таком виде:

$$Q_s = \frac{\sqrt{3} k_{kl} L_p \cdot q \cdot 10^8}{I_2 U_2 \cos \varphi_2}. \quad (1)$$

Как известно, указанное выше равенство об'ема проводящего материала отвечает условию одинакового падения напряжения в проводе, что дает

$$sL = \frac{\alpha IL}{q},$$

где  $\alpha$ —коэффициент, характеризующий распределение нагрузки в проводе, а  $L$ —полная длина его. Отсюда

$$q = \frac{\alpha I}{s}.$$

Проставляя последнее соотношение в выражение (1), получаем

$$Q_s = \frac{\sqrt{3} \alpha k_{kl} L_p \cdot 10^8}{s_k U_2 \cos \varphi_2}. \quad (2)$$

Вологодская областная универсальная научная библиотека

Полученное выражение будет представлять проводящего материала также и всей сети, если кольца ее будут иметь одинаковую длину, к чему необходимо всегда стремиться при проектировании, если значения  $\alpha$  в отдельных полукольцах малы, то они отличаются друг от друга.

Зависящая от сечения часть стоимости распределительной сети, отнесенная к 1 kW, равна:

$$g_2' = \frac{\sqrt{3} \alpha b_2 k_{kl} L_p \cdot 10^8}{s_k U_2 \cos \varphi_2},$$

где  $b_2$ —представляет отнесенную к 1 m длине 1  $mm^2$  поперечного сечения, зависящую от пояса, на котором находится сечение.

Независящая от сечения часть стоимости распределительной сети, отнесенная к 1 kW, если  $n_k$ —число колец, отходящих от подстанции,  $a_2$ —затраченная на сечение часть стоимости линии передач, отнесенная к 1 m, и  $\sigma$ —средняя плотность на района подстанции ( $W/m^2$ ), может быть выражена

$$g_2'' = \frac{a_2 k_{kl} L_p \cdot 10^3}{\frac{\pi L_p^2 \sigma}{2 n_k}} = \frac{2 n_k a_2 k_{kl} \cdot 10^3}{\pi L_p \sigma}$$

Следует отметить, однако, что полученное выражение для  $g_2''$  как функции  $\sigma$  в громадном большинстве случаев в районных сетях не отвечает действительности из-за того, что потребители обычно не распределяются сколько-нибудь равномерно по всему района. Правильнее будет сделать допущение о постоянстве линейной нагрузки провода  $j$ . Тогда

$$g_2'' = \frac{2 n_k a_2 k_{kl} L_p \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_2 k_{kl} L_p \Sigma j \cos \varphi} = \frac{2 n_k a_2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_2 \Sigma j \cos \varphi}$$

где  $\Sigma j \cos \varphi = j_1 \cos \varphi_1 + j_2 \cos \varphi_2 + j_3 \cos \varphi_3 + \dots$

Стоимость трансформаторной подстанции, отнесенная к 1 kW ее рабочей мощности, может быть выражена выражением:

$$\gamma r + \frac{n_{mp} q + t + 2 n_k S_{eo}}{\pi L_p^2 \sigma}.$$

Здесь  $r$  представляет зависящую от мощности стоимость трансформатора, отнесенную к 1 kW, независящую часть его стоимости,  $n_{mp}$ —число трансформаторов,  $t$ —постоянную часть стоимости трансформаторной подстанции, включая сюда и первичное напряжение,  $S_{eo}$ —стоимость вывода первичного напряжения,  $\gamma$ —коэффициент резерва, представляющий отношение мощности всех установленных трансформаторов к мощности рабочих.

Суммарная стоимость подстанции и распределительной сети равна:

$$K = \frac{\sqrt{3} \alpha b_2 k_{kl} L_p \cdot 10^8}{s_k U_2 \cos \varphi_2} + \frac{2 n_k a_2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_2 \Sigma j \cos \varphi} + \frac{(n_{mp} q + t + 2 n_k S_{eo}) \cdot 10^3}{\pi L_p^2 \sigma}.$$

Минимум этого выражения будет при условии

$$\frac{\sqrt{3} \alpha b_2}{s_k U_2 \cos \varphi_2} = \frac{2 (n_{mp} q + t + 2 n_k S_{eo}) \cdot 10^3}{\pi L_p^2 \sigma}$$

Отсюда экономически наивыгоднейший радиус подстанции:

$$L_p = \sqrt[3]{\frac{2 (n_{mp} q + t + 2 n_k S_{eo}) s U_2 \cos \varphi_2}{\sqrt{3} \alpha k_{kl} b_2 \pi \sigma}}$$

Входящая в выражение (6) плотность нагрузки определяется суммированием всех нагрузок, на

<sup>1)</sup> См. книгу автора „Электрические сети и линии“, ч. I, стр. 355.

в пределах той площади, которая предположительно будет покрываться сетью данной подстанции. Было уже сказано выше, полученное нами решение вопроса никоим образом не может рассматриваться окончательное, а лишь как первое приближение, позволяющее прежде всего выбрать местоположение подстанции и затем наметить первый вариант распределительной сети. Самое местоположение подстанции должно быть выбрано по возможности совпадающим с центром тяжести нагрузок района, радиус которого определяется выражением (6).

Из того как намечена конфигурация распределительной сети, отходящей от подстанции, можно определить линейную нагрузку проводов  $j$  ( $A/m$ ) и наивыгоднейшую длину полуокольца сети. Для этого мы разрежем мысленно все наши кольца и представим их в виде разомкнутых линий, исходящих от подстанции  $A$  (рис. 2). Мы предполагаем, что все кольца имеют одинаковые размеры; тогда отходящих от подстанции открытых линий также одинакова; число этих линий, разумеется, будет далее, мы сделаем допущение, что каждая из них несет равномерно распределенную нагрузку, то есть:  $j_1, j_2, j_3, \dots$ , различную для разных линий.

Часть стоимости трансформаторной подстанции, зависящая от сечения, отнесенная к 1 kW, может быть выражена выражением (2):

$$g_2' = \frac{\sqrt{3} b_2 \alpha L_1 \cdot 10^3}{s_n U_2 \cos \varphi_2}, \quad (7)$$

где  $L_1$ , как и выше, обозначает длину полуокольца, зависящую от сечения части стоимости этих линий, отнесенная к 1 kW, может быть выражена:

$$g_2'' = \frac{2 n_k a_2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_2 \Sigma j \cos \varphi}$$

Стоимость трансформаторной подстанции, отнесенная к 1 kW, в нашем случае будет:

$$\gamma r + \frac{(n_{mp} q + t + 2 n_k S_{e2}) \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_2 L_1 \Sigma j \cos \varphi}$$

Стоимость трансформаторной подстанции с распределительной сетью, отнесенная к 1 kW,

$$K = \frac{\sqrt{3} b_2 \alpha L_1 \cdot 10^3}{s_n U_2 \cos \varphi_2} + \frac{2 n_k a_2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_2 \Sigma j \cos \varphi} + \gamma r + \frac{(n_{mp} q + t + 2 n_k S_{e2}) \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_2 L_1 \Sigma j \cos \varphi} \quad (8)$$

Максимум этого выражения будет при условии

$$\frac{\sqrt{3} b_2 L_1 \cdot 10^3}{s_n U_2 \cos \varphi_2} = \frac{(n_{mp} q + t + 2 n_k S_{e2}) \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_2 L_1 \Sigma j \cos \varphi}, \quad (9)$$

и наивыгоднейшая длина полуокольца распределительной сети подстанции

$$L_1 = \sqrt{\frac{s_n (n_{mp} q + t + 2 n_k S_{e2}) \cos \varphi_2}{3 \alpha b_2 \Sigma j \cos \varphi}}. \quad (10)$$

$\cos \varphi$  во всех линиях одинаков, то

$$L_1' = \sqrt{\frac{s_n (n_{mp} q + t + 2 n_k S_{e2})}{3 \alpha b_2 \Sigma j}}. \quad (10a)$$

Линейная плотность нагрузки определяется делением суммы нагрузок каждого полуокольца, выраженных в амперах на единицу длины кольца; эти величины берутся из первого варианта. Коэффициентом, характеризующим распределение нагрузки при использовании формулы (6), приходится задаваться, так как до тех

пор пока не намечена конфигурация сети, судить о его реальной величине не представляется возможным. При использовании выражением (10) этот коэффициент правильнее брать не как простую среднюю арифметическую коэффициентов  $a_1, a_2, a_3, \dots$  отдельных линий, а как средневзвешенную величину их. Для этой цели надлежит значение коэффициентов, характеризующих распределение нагрузки каждой линии, помножить на отношение нагрузки данной линии к общей нагрузке сети и все это сложить; таким образом:

$$\alpha = a_1 \frac{I_1}{I} + a_2 \frac{I_2}{I} + a_3 \frac{I_3}{I} + \dots$$

где

$$I = I_1 + I_2 + I_3 + \dots$$

После того как по формуле (10) определено значение  $L_1'$ , необходимо внести соответствующие изменения в конфигурацию распределительной сети, и если изменения эти велики, то нужно произвести пересчеты еще раз и уже после этого установить окончательную конфигурацию распределительной сети.

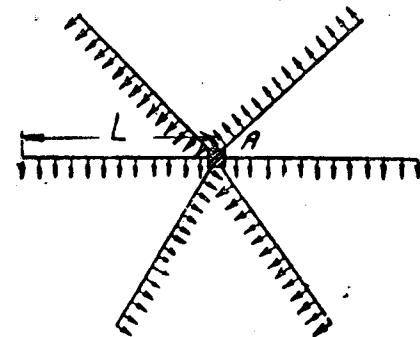


Рис. 2

Пример. Проверить экономическую способность питания трансформаторной подстанции  $A$  (рис. 3). Дано:  $s_n = 1,6 \text{ A/mm}^2$ ,  $n_{mp} q + t = 219000 \text{ руб.}$ ,  $n_k = 3$ ,  $S_{e2} = 9000 \text{ руб.}$ ,  $b_2 = 0,0193 \text{ руб/m} \cdot \text{mm}^2$ ,  $a_2 = 4,5 \text{ руб/m}$ ,  $\cos \varphi_2 = 0,7$ . На рис. 3 показаны нагрузки в амперах и длины отдельных участков сети в километрах.

Разрежем все замкнутые контуры сети пополам по отношению к пункту  $A$ , тогда получим точки  $k, l, m, n$ , которые мы должны будем рассматривать как концевые линии I, II, III, IV, V, VI. Определим линейные нагрузки этих линий.

$$j_1 = \frac{309}{5140} = 0,054 \text{ A/m},$$

$$j_2 = \frac{101,5 + 78,9}{5740 + 415} = 0,0293 \text{ A/m},$$

$$j_3 = \frac{91}{3195} = 0,0285 \text{ A/m},$$

$$j_4 = \frac{89 + 220 + 86}{6750} = 0,0585 \text{ A/m},$$

$$j_5 = \frac{147}{6750 + 575} = 0,0201 \text{ A/m},$$

$$j_6 = \frac{240,1 + 12,9 + 151,5 + 22,2}{6025} = 0,0707 \text{ A/m}.$$

Отсюда

$$\Sigma j = 0,054 + 0,0293 + 0,0285 + 0,0585 + 0,0201 + 0,0707 = 0,2611 \text{ A/m}$$

Вычисляем коэффициенты, характеризующие распределение нагрузок отдельных линий:

$$\alpha_1 = \frac{309 \cdot 4}{5,74 \cdot 309} = 0,697; \quad \alpha_2 = \frac{2 \cdot 78 \cdot 101,5 + 4,48 \cdot 78,5}{5,74 \cdot 180,4} = \\ = 0,613;$$

$$\alpha_3 = \frac{1,815 \cdot 91}{3,195 \cdot 91} = 0,569; \quad \alpha_4 = \frac{0,5 \cdot 89 + 4,220 + 5,71 \cdot 86}{6,78 \cdot 395} = \\ = 0,542;$$

$$\alpha_5 = \frac{147 \cdot 5,45}{147 \cdot 6,025} = 0,905; \quad \alpha_6 = \frac{240,1 \cdot 2}{}$$

На основе этих величин определяем средневзвешенное значение  $\alpha$ :

$$\Sigma I = 309 + 180,4 + 91 + 395 + 147 + 326,7 = 1\,449 \text{ A;}$$

следовательно,

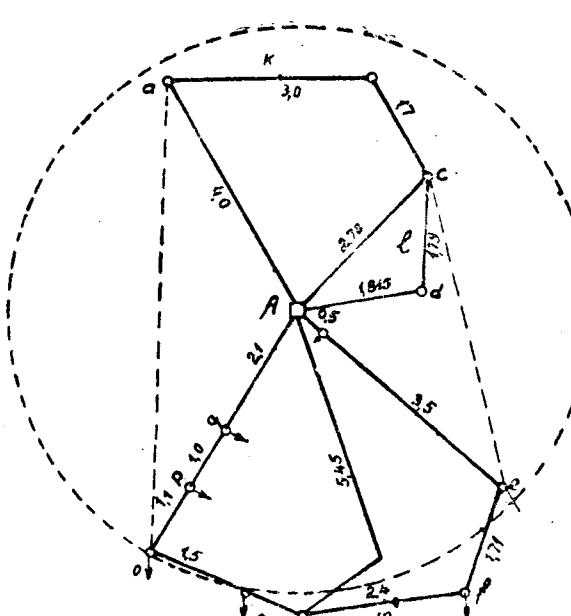
$$\alpha = 0,697 \frac{309}{1449} + 0,613 \frac{180,4}{1449} + 0,560 \frac{91}{1449} + \\ + 0,542 \frac{395}{1449} + 0,905 \frac{147}{1449} + 0,47 \frac{326,7}{1449} = 0,602.$$

Наконец,

$$L_1' = \sqrt{\frac{1,6 \cdot (219\,000 + 6 \cdot 9\,000)}{3 \cdot 0,0193 \cdot 0,602 \cdot 0,2611}} = 6\,930 \text{ m.}$$

Мы видим, следовательно, что все потребители лежат в пределах района экономической способности рассматриваемой подстанции и что к этой подстанции могли бы быть присоединены еще новые потребители, отстоящие от подстанции на более далеком расстоянии.

Расположение нагрузок в районных сетях настолько незакономерно, и самая конфигурация этих сетей настолько неправильна, что имеются, конечно, все основания ставить под сомнение применимость в практической обстановке результатов вычислений по формуле (10), выведенной с допущениями, достаточно далекими от действительности. Поэтому будет совсем нелишним определить, насколько изменится отнесенная к 1 kW стоимость сети рассмотренного нами примера, если мы сократим размеры нашей сети, исключив, например, из района подстанции A потребителей  $f$ ,  $g$ ,  $h$ ,  $o$ . Из сети в этом случае выпадут линии  $po$ ,  $og$ ,  $gf$ ,  $Ag$  и  $fe$ ; вместо этого для замыкания кольца мы дадим линию  $re$ . Исходя из экономически наивыгоднейшей плотности тока, равной  $1,6 \text{ A/m}^2$ , были



9

подсчитаны сечения отдельных участков как в начальной, так и для измененной конфигурации с соответствующим их окружением. На основе сечений были определены: 1) зависящая от  $z$  часть стоимости сети  $g_2'$ , 2) независящая от  $z$  часть стоимости сети  $g_2''$ , 3) независящая от  $z$  часть стоимости трансформаторной подстанции

все это отнесено к 1 kW рабочей мощности и  
ней. Для первоначальной конфигурации сети  
лись следующие цифры:

$g_2' = 32,4$  руб.,  $g_2'' = 28,15$  руб.,  $h_{mp}''' = 38,0$  р.

$$g_2' + g_2'' + h_{mn}'' = 98,45 \text{ руб.}$$

для измененной же конфигурации:

$g_2' = 28,0$  руб.,  $g_2'' = 29,7$  руб.,  $h_{mn}'' = 48,2$  руб.

$$g_2' + g_3'' + h_{mp}'' = 105,9 \text{ py6.}$$

Из сопоставления этих цифр мы видим, что сокращении размеров сети  $g_3'$  уменьшилось,  $g_1'$  не изменилось,  $h_{mp}''$  увеличилось, общая стоимость сети, отнесенная к 1 kW, возросла; исключение района подстанции потребителей  $f, g, h$  и  $o$ , следственно, невыгодно. Далее, сопоставление значений  $=32,4$  руб., и  $h_{mp}''=38,0$  руб. при первоначальном варианте свидетельствует о том, что первоначальный вариант достаточно близок к наивыгоднейшему, следует из выражения (9), которое указывает, что минимуме стоимости сети  $g_2'=h_{mp}''$ .

Представляет интерес определить еще экономически наивыгоднейший радиус района подстанции в выражению (6). Для этого прежде всего необходимо определить плотность нагрузки ( $W/m$ ); с этой целью была подсчитана нагрузка всего района, включая нагрузку, непосредственно питаемую подстанцией; нагрузка района равна  $7\ 294\ kW$ . Далее, была определена площадь, охватываемая многоугольником  $abc$ , она равна  $31,6\ km^2$ . Таким образом плотность грузки

$$\sigma = \frac{7294}{31,6 \cdot 10^9} = 0,231 \text{ W/m.}$$

Примем  $k_{\alpha} = 1.5$ , тогда

$$L_p' = \sqrt{\frac{2(219\,090 + 6 \cdot 9\,000) \cdot 1,6 \cdot 3\,000 \cdot 0,7}{3,0 \cdot 6 \cdot 1,5 \cdot 0,0193 \cdot 3,14 \cdot 0,231}} \equiv 4\,490 \text{ m.}$$

На рис. 3, пунктиром показана окружность, охватывающая район рассматриваемой подстанции. Мы видим, наша сеть в весьма малой части выходит за границы этого района. Таким образом, если бы нужно было решить задачу с самого начала, т.е. новить местоположение и наметить конфигурацию сети, то уже только применением выражения построением окружности мы сразу же определили, какие из потребителей попадают в район подстанции А.

Для решения вопроса о том, каких потребностей надлежит включить в район данной подстанции, лежит в сомнительных случаях исходить из того ображения, что площадь многоугольника, опираемого наиболее удаленными от подстанции потребителями, должна быть равна площади круга с радиусом  $L_p$ . В нашем случае последняя явно превышает первую, и потому в распределительную сеть подстанции могли бы быть включены еще потребители, если бы таковые поблизости имелись.

решении вопроса о размещении трансформаторных подстанций в районной сети, разумеется, является очень важным знать, что мы теряем испытаний от условий наивыгоднейшей величины  $L_1$ . Здесь это имеет тем большее значение, что формуляция распределительных районных сетей должна иметь чрезвычайно прихотливую форму. Так первый член выражения (8) прямо пропорционален  $L_1$ , то мы и последний обратно пропорционален  $L_1$ , то мы очевидно, уравнение, подобное уравнению (77), имею в книге автора „Электрические сети и лифты“ (стр. 173), и все сказанное по поводу этого уравнения сохраняет свою силу и для нашего случая. Из этого там следует, что увеличение  $L_1$  по сравнению с наивыгоднейшим влечет за собой гораздо более потери материальных средств, чем сокращение  $L_1$ . Увеличение  $L_1$ , например, на 30% вызывает сокращение переменной части стоимости сети менее, чем на 5%.

Выражения (6) и (10) были выведены автором не так давно назад; сами по себе они очень просто для того, чтобы можно было пользоваться и даже просто проверить их на практических примерах, надо было знать технико-экономические константы линий передач и подстанций. Установление этих констант и представило большие затруднения, так как оказалось чрезвычайно трудоемким процессом. Еще в 1930 г. автору удалось опубликовать формулу стоимости районной трансформаторной подстанции с напряжением в 35/6 кВ и дать технико-экономические константы подобной подстанции из материалов, выработанных Донбассстоком и Харьковским отделением ВЭО по сметам выполненных подстанций. В настоящее время этот вопрос можно считать проработанным с вполне практической надежностью. В Украинском институте энергетики были определены технико-экономические константы для подстанций с напряжением 38,6 кВ и 6,6/0,4 кВ по сметам выполненных на Украине подстанций<sup>8</sup>, а в научно-исследовательском институте Харьковского электротехнического института<sup>4</sup> сделана очень обширная и обстоятельная работа по определению стоимости отдельных элементов подстанций с очень широким диапазоном рабочих мощностей последней и разрывных мощностей масляных, а также по определению технико-экономических констант линий передач для гололедных районов, кроме предварительно сделанных проектов типо-топоров<sup>5</sup>.

Формула стоимости трансформаторной подстанции в виде может быть представлена выражением:

$$=t_1 + n_{s_1} S_{s_1} + n_{s_2} S_{s_2} + n_{s_3} S_{s_3} + n_{mp_3} q_2 + \gamma_2 r_2 P_2 + n_{mp_3} q_3 + \gamma_3 r_3 P_3; \quad (11)$$

где  $t_1$  — общая константа подстанции,  $n_{s_i}$  и  $S_{s_i}$  — число выводов самого высокого (первичного) напряжения,  $n_{s_i}$  и  $S_{s_i}$  — то же для первого пониженного (вторичного) напряжения,  $n_{s_i}$  и  $S_{s_i}$  — то же для второго пониженного (третичного) напряжения,  $n_{mp_i}$  — количество трансформаторов, понижающих первичное напряжение на вторичное,  $q_i$  — независящая от мощности стоимость трансформатора, понижающего первичное напряжение на вторичное, включая сюда стоимость фидеров к первичным и вторичным шинам, зависящая от мощности часть стоимости трансформатора, понижающего первичное напряжение на

вторичное, отнесенная к 1 kW,  $P_2$  — рабочая мощность трансформаторов подстанции, понижающих первичное напряжение на вторичное,  $\gamma_i$  — коэффициент резерва, т. е. отношение установленной мощности трансформаторов подстанции, понижающих первичное напряжение на вторичное, к рабочей мощности,  $n_{mp_3}, q_3, r_3, P_3, \gamma_3$  — соответствующие значения для трансформаторов, понижающих первичное напряжение на третичное.

В Институте промэнергетики были получены следующие значения технико-экономических констант подстанций:

I. Для напряжений 110/38 ± 6,6 кВ:  $t_1 = 370\ 000$  руб.,  $S_{s_1} = 140\ 000$  руб.,  $S_{s_2} = 14\ 500$  руб.,  $S_{s_3} = 21\ 000$  руб. (с реактором) и  $S_{s_3} = 12\ 400$  руб. (без реактора),  $q_2 = 255\ 000$  руб.,  $q_3 = 55\ 000$  руб.,  $r_2 = 12,9$  руб./kVA и  $r_3 = 9,4$  руб./kVA.

II. Для напряжений 6,6/0,4 кВ:  $t_1 = 10\ 000$  руб.,  $S_{s_1} = 4\ 000$  руб.,  $S_{s_2} = 1\ 000$  руб.,  $q = 13\ 000$  руб.,  $r = 12,0$  руб./kVA.

По опубликованным ранее данным автора для напряжений 38/6,6 кВ:  $t_1 = 119\ 000$  руб.,  $S_{s_1} = 14\ 000$  руб.,  $S_{s_2} = 10\ 000$  руб.,  $q = 36\ 000$  руб.,  $r = 7,0$  руб./kVA.

В НИС ХЭТИ были получены следующие средние значения этих констант:

I. Для напряжений 110/38 ± 6 кВ:  $t_1 = 479\ 000$  руб.,  $S_{s_1} = 123\ 000$  руб.,  $S_{s_2} = 45\ 000$  руб.,  $S_{s_3} = 17\ 700$  руб.,  $q_2 = 340\ 000$  руб.,  $r = 13,2$  руб./kVA, независящая от мощности часть стоимости однофазной единицы резервного трансформатора  $q_{p_3} = 44\ 000$  руб.

II. Для напряжений 35/6 кВ:  $t_1 = 146\ 000$  руб.,  $S_{s_1} = 13\ 200$  руб.,  $S_{s_2} = 9\ 300$  руб.,  $q_2 = 40\ 000$  руб.,  $r = 10,0$  руб./kVA.

III. Для напряжений 6/0,4 кВ:  $t_1 = 31\ 000$  руб.,  $S_{s_1} = 4\ 100$  руб. (нереактированный),  $S_{s_1} = 7\ 300$  руб. (с реактором),  $S_{s_2} = 160$  руб.,  $q_2 = 12\ 800$  руб. и  $r = 10,4$  руб. для мощности трансформаторов до 2 400 kVA и  $q_2 = 28\ 000$  руб.,  $r = 6,8$  руб. для мощности трансформаторов от 3 200 до 5 600 kVA.

Ряд фактов, как, например, тип защиты и особенно разрывная мощность масляных выключателей оказывают большое влияние на значение констант. Тогда, когда можно наперед предугадать эти факторы, необходим дифференцированный подход при решении данного вопроса. Табл. 1 дает возможность это сделать.

Таблица 1

Тип масляного выключателя на 110 кВ	ВМ-125		МКП-153 С 100		МКП-183 С 100	
	ВМ-25-Н	МКП-76 В-35	ВМ-25 Н	МКП-76 В-35	ВМ-25 Н	МКП-75 В-35
Значение $t_1$ при силе тока на стороне 6 kV	3 000 A 2 000 A 1 500 A	431 000 430 000 419 000	453 000 451 000 441 000	478 000 477 000 466 000	500 000 499 000 488 000	507 000 506 000 495 000
Значение $S_{s_1} \dots$	82 000	82 000	129 000	129 000	158 000	158 000
Значение $S_{s_2} \dots$	21 000	44 000	21 600	44 000	21 600	44 000

Реактированный фидер на 35 кВ с масляным выключателем МКП-75-В-35 стоит 69 475 руб.

Реактированный фидер на 6,3 кВ в зависимости от силы тока стоит при  $I = 200$  A — 15 400 руб., при  $I = 400$  A — 15 400 руб., при  $I = 600$  A — 17 900 руб., при  $I = 1000$  A — 22 000 руб. Более дифференцированные цифры можно будет найти в первом выпуске трудов НИС ХЭТИ.

Стоймость подстанций, получающаяся по форме (11) с приведенными значениями констант, как показывают

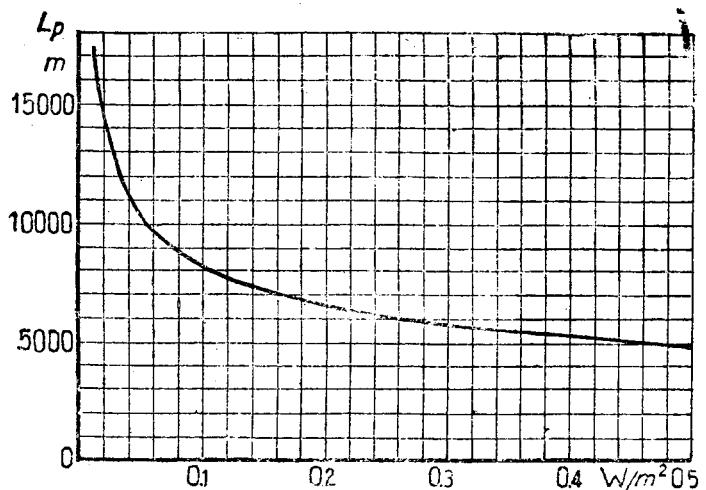


Рис. 4

проверочные подсчеты, достаточно хорошо совпадают с стоимостью, полученной по подробно составленной смете; в большинстве случаев ошибки в определении общей стоимости подстанции по формуле (6) не превосходят 5%, хотя средние значения отдельных членов этой формулы могут давать значительно большие расхождения в зависимости от индивидуальных особенностей данной подстанции. Более дифференцированные константы НИС ХЭТИ позволяют, конечно, подойти значительно ближе к действительности.

Технико-экономические константы линий передач для гололедных районов на основании очень обширной работы, проделанной НИС ХЭТИ, получились следующие:

$$L_p' = \sqrt[3]{\frac{2(479\,000 + 2 \cdot 123\,000 + 2\,340\,000 + 44\,000 + 245\,000) \cdot 35\,000 \cdot 1,15 \cdot 0,7}{\sqrt[3]{3} \cdot 0,0141 \cdot 3,14 \cdot 0,6 \cdot 1,5 \cdot \sigma}} = \frac{10\,790}{\sqrt[3]{\sigma}}$$

I) напряжение 110 kV, сталь-алюминиевый провод,  $a = 7,169$  руб./м,  $b = 0,01194$  руб./м·мм<sup>2</sup>,  $b_{np} = 0,00833$  руб./м·мм<sup>2</sup>,  $b_{on} = 0,00361$  руб./м·мм<sup>2</sup>;

II) напряжение 35 kV, сталь-алюминиевый провод,  $a = 5,308$  руб./м,  $b = 0,0141$  руб./м·мм<sup>2</sup>,  $b_{np} = 0,00833$  руб./м·мм<sup>2</sup>,  $b_{on} = 0,00577$  руб./м·мм<sup>2</sup>;

III) напряжение 6 kV, алюминиевый провод,  $a = -4,284$  руб./м,  $b = 0,00999$  руб./м·мм<sup>2</sup>,  $b_{np} = 0,00800$  руб./м·мм<sup>2</sup>,  $b_{on} = 0,00198$  руб./м·мм<sup>2</sup>. Сечения в этих данных предполагаются согласно новым нормам не эквивалентные, а действительные. Зависящая от сечения стоимость  $b$  провода на 1 mm<sup>2</sup> для каждого напряжения разбита на две части: одну,  $b_{np}$ ,—содержащую только стоимость проводящего материала, и вторую,  $b_{on}$ ,—учитывающую влияние опор. Результаты, которые дает применение этих констант для определения стоимости линий, исключительно хорошие, ошибка в худшем случае не превышает 1%.

По отношению к районам со средними климатическими условиями автор не располагает, к сожалению, достаточными данными; единственное, что он может привести,—это константы для сталь-алюминиевых проводов с напряжением в 110 kV на деревянных опорах, полученные им на основе стоимостей московского Энергостроя, относящихся к 1929 г. Эти константы таковы:  $a = 7,7$  руб./м,  $b = 0,02167$  руб./м·мм<sup>2</sup> ( $b_{np} = 0,01218$  руб./м·мм<sup>2</sup>,  $b_{on} = 0,00887$  руб./м·мм<sup>2</sup>). Эти константы относятся к эквивалентным сечениям.

Подставляя приведенные выше значения технико-экономических констант в выражение (6), мы, в предположении двух рабочих и одного резервного трансформатора, получаем для подстанции с первичным напряжением в 35 kV:

$$L_p' = \sqrt[3]{\frac{2(292\,400 + 18\,600 \cdot n_k) U^2 s_n \cos \varphi}{\sqrt[3]{3} \cdot 0,00998 \cdot 3,14 \cdot a k_{ka} \sigma}}$$

Если, кроме того, задаться  $a = 0,6$ ,  $k_{ka} = 1,5$ , взять  $n_k = 2$ ,  $\cos \varphi = 0,7$  и значение экономической плотности тока, исходя из величины коэффициента  $T = 3\,700$  час., цены энергии  $m_3 = 1,5$  коп. и процентов на капитал, амортизацию и ремонт  $= 14,3$ , взять  $s_n = 0,934$  A/mm<sup>2</sup>, то

$$L_p' = \sqrt[3]{\frac{8\,800\,000}{\sigma} U_2} = 206,5 \sqrt[3]{\frac{U_2}{\sigma}}$$

Табл. 1 дает зависимость  $L_p'$  от  $\sigma$  из последнего выражения, а рис. 4 представляет эту зависимость в физическом виде. В табл. 2 даны также величины выгоднейшей мощности подстанции  $P_{nd}'$ , подсчитанные по значениям  $\sigma$  и  $L_p'$ . При определении  $L_p'$  при  $\sigma = 0,4$  и  $0,5$  W/m<sup>2</sup> были приняты четыре ввода в напряжение 38 kV, при  $\sigma = 0,2$  и  $0,3$  W/m<sup>2</sup>—три, при  $\sigma < 0,2$ —только два.

Таблица 1

Плотность нагрузки $\sigma$ (W/m <sup>2</sup> )	0,01	0,03	0,05	0,1	0,2	0,3	0,4
Наивыгоднейший радиус района (м)	При $U_2 = 3\,200$ V	13 810	9 600	8 100	6 430	5 040	4 490
	При $U_2 = 6\,000$ V	17 400	12 270	10 210	8 110	6 540	5 730

Наивыгоднейшая мощность подстанций при 6 000 V (kW)	9 500	13 650	16 390	20 720	27 300	30 920	35 800
---	-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Для подстанции с первичным напряжением в 35 kV и вторичным в 38 kV, при приведенных выше значениях констант и принятых величинах  $a$ ,  $k_{ka}$  и  $\sigma$ , и пересчитанном значении  $s_n = 1,15$  A/mm<sup>2</sup>:

$$44\,000 + 245\,000) 35\,000 \cdot 1,15 \cdot 0,7 = \frac{10\,790}{\sqrt[3]{\sigma}}$$

Последнее выражение легло в основу табл. 3 и представляющих связь между  $L_p'$ ,  $P_{nd}'$  и  $\sigma$ .

Таблица 3

Плотность нагрузки $\sigma$ (A/m <sup>2</sup> )	0,005	0,01	0,03	0,05	0,1	0,2
$L_p'$ при $U_2 = 35\,000$ V	56 600	44 900	31 200	36 350	20 950	16 600
Наивыгоднейшая мощность подстанции $P_{nd}'$ (kW)	50 500	63 500	92 100	109 400	137 500	173 300

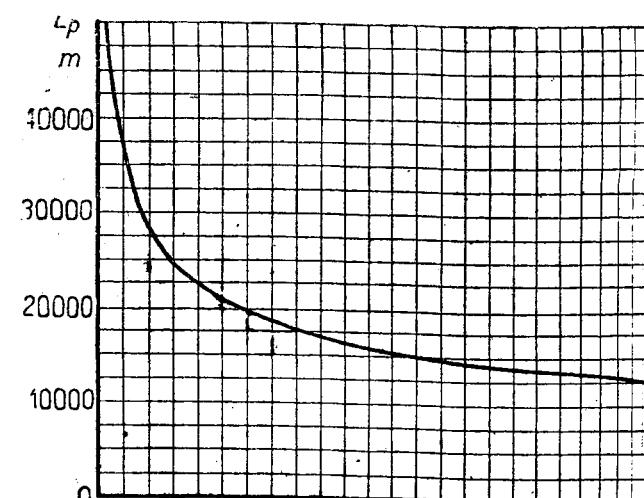


Рис. 5

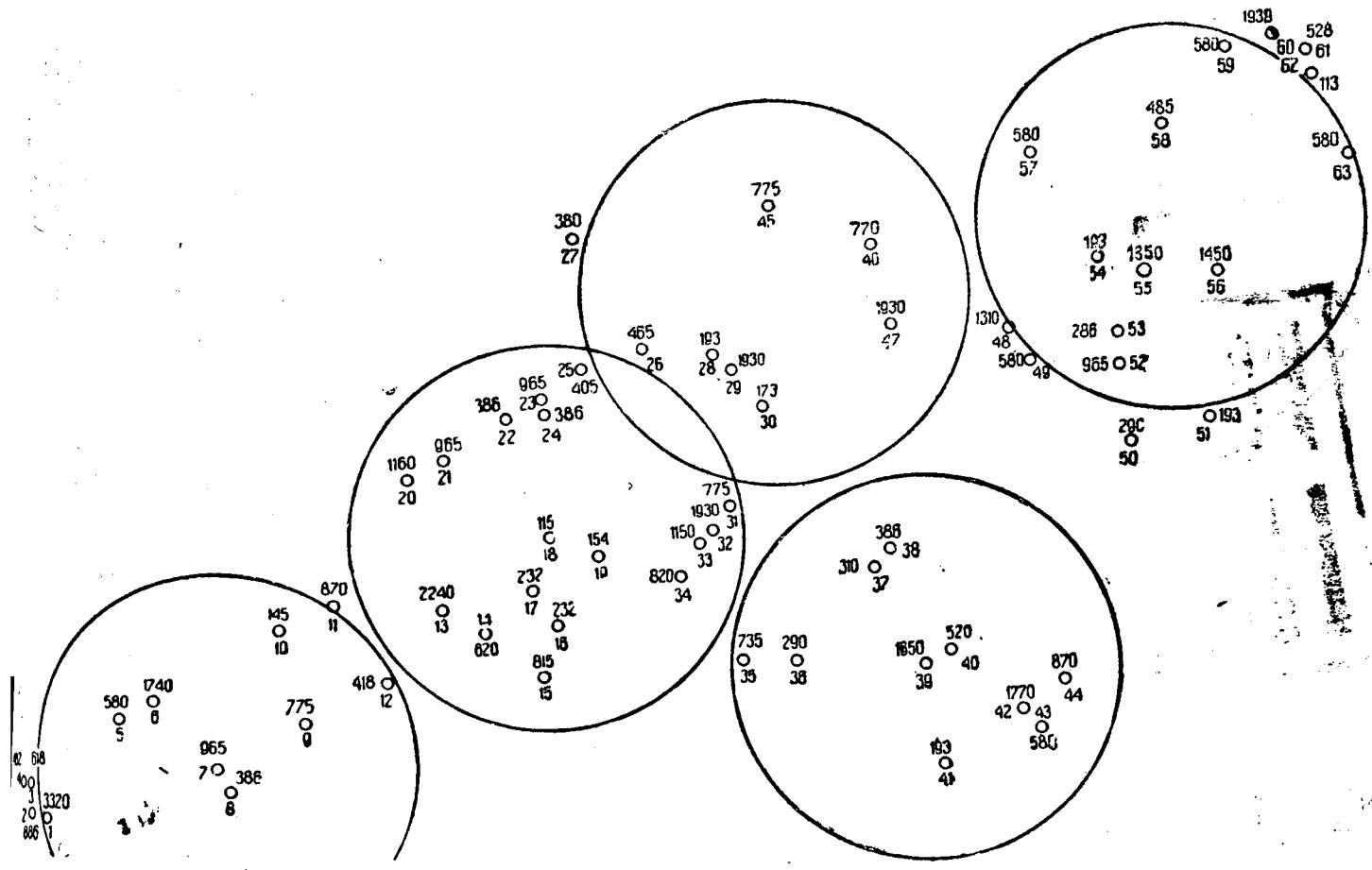


Рис. 6

значениях  $s_n$  и  $\cos\varphi$ , отличных от принятых, соответствующая данной  $\sigma$  величина  $L_p$  может быть очень легко определена на основе связи (12). Для иллюстраций хода решения задачи размещения трансформаторных подстанций в районной сети и приведенных выше выражений в широком масштабе в НИС ХЭТИ инж. П. В. Самотканом были сделаны детальные подсчеты для одного из шахтных районов Донбасса по нагрузкам его, намечавшимся к 1937 г. <sup>6)</sup>). Рис. 6 дает карту этого района Донбасса с указанием местоположения потребителей и величин нагрузок последних. На этой же карте показаны окружности, ограничивающие экономически выгоднейшие районы, радиус которых определен найденным значениям  $\sigma$ , получившимся от 0,242 до 0,26 W/m<sup>2</sup>. Первоначально для установления  $\sigma$  было выбрано 7 районов, но сразу же обнаружилось, что это число может быть сокращено до 5 или даже до 4. Центры окружностей взяты по возможности ближе к центрам тяжести нагрузок района, но так, однако, чтобы они совпадали с большой нагрузкой. В двух случаях осуществить последнее условие не удалось, и подстанции на 38 kV пришлось поставить, не совмещая ее с шахтой. Наряду с вариантом с пятью подстанциями был проработан вариант и с четырьмя подстанциями. Здесь не удалось совместить с нагрузками подстанцию.

Таблица 4

Районы	I	II	III	IV	V
$s_n$ . . . . .	0,1613	0,2564	0,1025	0,1666	0,2469
$\cos\varphi$ . . . . .	0,4896	0,7628	0,7385	0,5854	0,7013
$L_p$ (км) . . . . .	8,2	5,03	8,35	7,95	5,75

После того как были намечены конфигурации распределительных сетей, были определены линейные нагрузки в каждом из полуколец, средневзвешенные значения  $\sigma$  и вычислены экономически наивыгоднейшие длины полуколец. Табл. 4 дает значения  $\Sigma j$ ,  $\sigma$  и  $L_p'$  для варианта с пятью районами.

Наибольшие отклонения средней длины полуколец отдельных районов от экономически наивыгоднейшей составляет

— 22,8 %

и

+ 15,8 %.

Аналогичные операции были проделаны и над вариантом с четырьмя районами; там наибольшие отклонения средней длины полуколец от наивыгоднейшей составили

— 22,8 %

и

+ 21,6 %.

Для окончательного выбора того или другого варианта был проделан подробный расчет сетей обоих вариантов и определены полные стоимости сооружения сетей вместе с подстанциями. По варианту с пятью подстанциями (рис. 7) общая стоимость получилась равной 2 935 400 руб., по варианту с четырьмя подстанциями — 2 879 500 руб. Таким образом практически эти два варианта равнозначны. Преимуществом первого варианта является меньшее падение напряжения в сети, преимуществом второго — меньшие эксплуатационные расходы. Считаясь, однако, с возможностью дальнейшего возрастания нагрузок, было отдано предпочтение первому варианту.

Интересно поставить еще один вопрос, имеющий также весьма большое значение при проектировании сети, — это вопрос о колебании напряжения у наиболее удаленных потребителей в сети. Максимальное

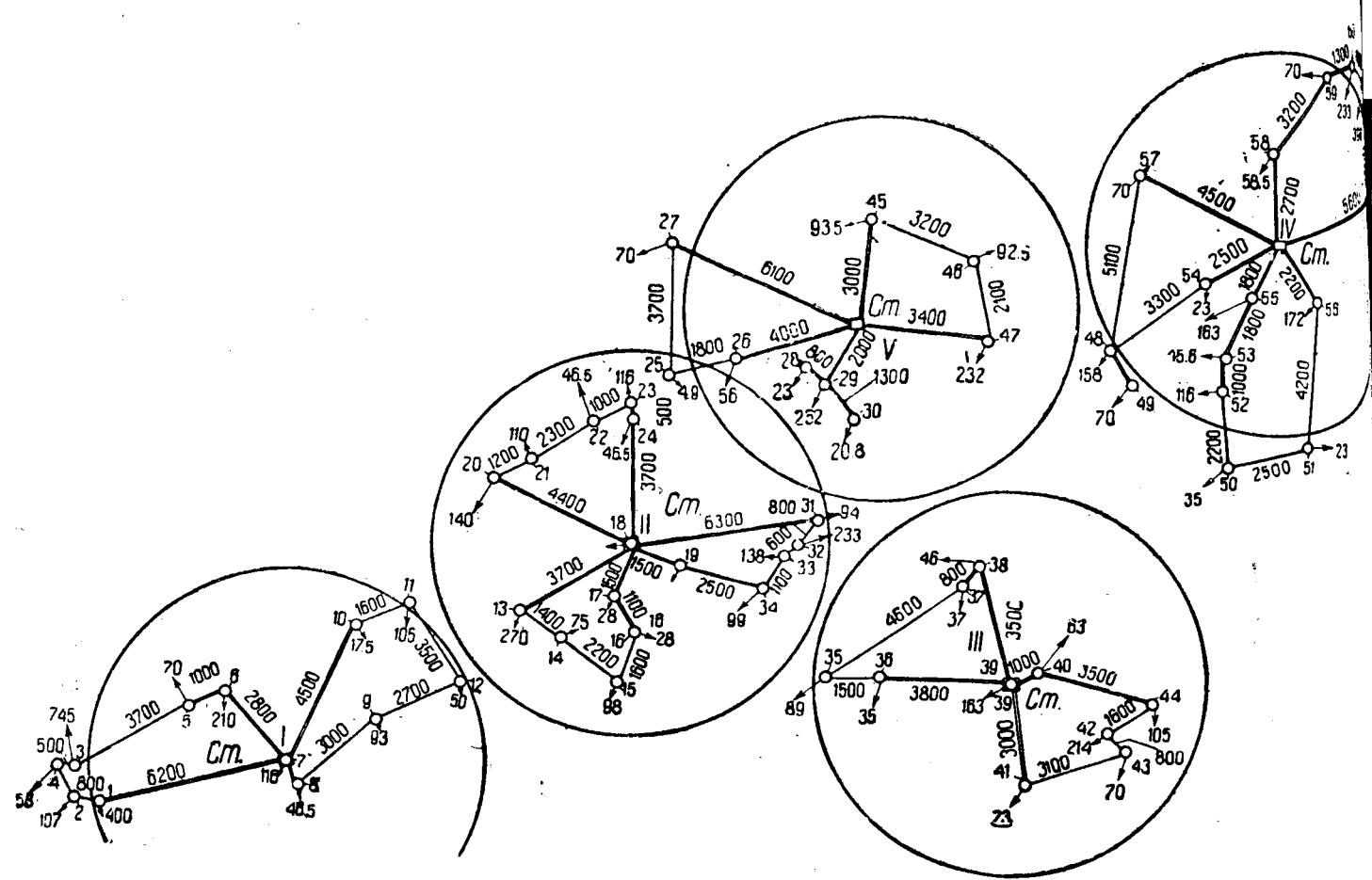


Рис. 7

падение напряжения в сети, спроектированной с экономически наивыгоднейшей длиной полукольца, выражается:

$$e = \Sigma I L R_e \cos \varphi + X_e \sin \varphi = L_1 \left( \frac{s_n}{5,7} \cos \varphi + \alpha I X_e \sin \varphi \right) = \\ = k_3 L_1,$$

где  $R_e$  и  $X_e$ —омическое сопротивление и реактанция 1 км провода.

В распределительной сети мы имеем обычно разнообразные сечения от 35 до  $120 \text{ mm}^2$ , так что соотношение между  $R_e$  и  $X_e$  колеблется в достаточно широких пределах; мы воспользуемся средним соотношением  $\frac{X_e}{R_e} = 1,648$ , отвечающим наиболее распространенному сечению в  $70 \text{ mm}^2$  и примем экономическую плотность тока в  $1,8 \text{ A/mm}^2$ , а  $\alpha = 0,6$ ; тогда

$$\epsilon = L_1 (0,0316 \cos \varphi + \\ + 0,6 \cdot 1,648 \cdot 0,0316 \sin \varphi) \equiv L \cdot 0,0316 (\cos \varphi + \sin \varphi).$$

При  $\cos \phi = 0.7$  мы будем иметь

$$s = 0.0447 L_1.$$

Значение коэффициента  $k_2 = 0,0447$  представляет величину, близкую к вероятному максимуму; так, при сечении провода в  $35 \text{ mm}^2$  и  $\cos\phi = 0,7$  мы получим

$$e = 0,0416 L_1,$$

при прежнем сечении  $q = 70 \text{ mm}^2$  и  $\cos \varphi = 0,8$ .

$$e = 0.0379 L_1.$$

Сопоставляя эти величины коэффициента  $k_2$  с полученным выше значением  $L_1$ , мы видим, что максимальное падение напряжения в распределительной сети с напряжением 3 кВ, рассчитанной исключительно под углом зрения экономики, может быть порядка  $\sqrt{3} \cdot 294$  В, т. е. достигать приблизительно 17%.

Такая значительная величина падения напряжения обусловливает даже при очень высоких относительных минимума нагрузки к максимуму столь большие махи колебания напряжения, что является неизбежной установка регулировочных устройств. В этом случае выражение (8) должно быть дополнено новыми нами, учитывающими стоимость этих устройств. примем, что регулировка напряжения на подстанции как обычно и имеет место, осуществляется при помощи регулировочных трансформаторов; стоимость трансформаторов в определенных пределах их мощности может быть также представлена в линейной зависимости от мощности, как и обыкновенных трансформаторов. В Союзе регулировочные трансформаторы строятся, и потому установить технико-экономические константы для них не представляется возможным. Несомненно, что мы весьма мало ошибемся, если будем считать, что константа  $r$  сохраняет свое значение также, как и у обыкновенных трансформаторов, а константа  $q$  имеет вдвое большую величину. Таким образом независящая от мощности часть стоимости регулировочных трансформаторов, отнесенная к рабочей мощности подстанции, может быть представлена выражением:

$$\frac{n_{pz} q_{pz} 10^3}{\sqrt{3} U_2 L_1 \Sigma j \cos \phi},$$

где  $n_{pr}$ —число регулировочных трансформаторов.

Мощность регулировочных трансформаторов определяется размахом колебания напряжения в сети, которое в свою очередь определяет падение напряжения: 1) в трансформаторах подстанции, 2) в распределительной сети и в некоторых случаях 3) падение напряжения в трансформаторах потребителей. Для таких выводов имеет значение лишь та доля мощности регулировочных трансформаторов, которая определяется падением напряжения в распределительной

Эта доля мощности, отнесенная к 1 kW рабочей подстанции, может быть выражена:

$$\frac{1-\beta}{2} \cdot \frac{3k_2 L_1 I_2}{\sqrt{3} I_2 U_2 \cos \varphi_2} = \frac{1-\beta}{2} \frac{\sqrt{3} k_2 L_1}{U_2 \cos \varphi_2},$$

представляет отношение минимума нагрузки к максимуму, а коэффициент  $\frac{1}{2}$  введен потому, что регулировочный трансформатор вводят в сеть добавляя напряжение с положительным и отрицательным знаком. Мощность рассматриваемой доли мощности регулируемого трансформатора равна

$$r \cdot \frac{1-\beta}{2} \cdot \frac{\sqrt{3} k_2 L_1}{U_2 \cos \varphi_2}. \quad (14)$$

Из выражения (13) и (14) в выражение (8) и найдя минимум, мы получим выражение наивыгоднейшей длины полукольца при наличии регулировочных трансформаторов в таком виде:

$$L' = \sqrt{\frac{(n_{mp} q + n_{p_2} q_{p_2} + t + 2 n_k S_{e2}) \cos \varphi_2}{3 \Sigma j \cos \phi \left( \frac{ab_2}{s_h} + r \frac{1-\beta}{2} k_2 10^{-3} \right)}}. \quad (15)$$

Из самой конструкции выражения (15) мы видим, что влияние регулировочных устройств на величину  $L'$  невелико. Это следует из того, что одна часть стоимости регулировочных трансформаторов стоит в числите, а другая в знаменателе выражения (15).

Пример. Дано:  $n_{mp} = 3$ ;  $q = 36000$  руб.;  $q_{p_2} = 2 \cdot 7000 + 3000 = 17000$  руб.;  $n_k = 3$ ;  $t = 147000$  руб.;  $n_k = 2$ ;  $S_{e2} = 18600$  руб.;  $\Sigma j = 0,26$  А/м;  $a = 0,6$ ;  $b_2 = 0,0998$  руб/м·мм<sup>2</sup>;  $s_h = 0,934$  А/м<sup>2</sup>;  $r = 10$  руб/kW;  $\beta = 0,5$ ,  $k_2 = 0,4$ .

Поставляя эти значения в выражение (15), получаем:

$$L' = \sqrt{\frac{292400 + 37200 + 51000}{3 \cdot 0,26 \left( \frac{0,6 \cdot 0,00998}{0,934} + 10 \cdot 0,25 \cdot 0,4 \cdot 10^{-3} \right)}} = 8100 \text{ м};$$

при отсутствии же регулировочных трансформаторов мы будем иметь:

$$L' = \sqrt{\frac{292400 + 37200 + 0,934}{3 \cdot 0,26 \cdot 0,6 \cdot 0,00998}} = 8060 \text{ м}.$$

Таким образом влияние наличия регулировочных трансформаторов на величину экономически наивыгоднейшего полукольца практически ничтожно, и его можно не принимать во внимание при определении  $L'$ .

## РАБОТ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ ИТИУТОВ И ЛАБОРАТОРИЙ

### Тлеющий разряд и его переход в дуговой в высоковольтном ртутном выпрямителе

М. М. Четверикова  
ВЭИ

и развитии конструкции больших ртутных выпрямителей (высоковольтных или сильноточных) одной из важных задач является устранение обратных зажиганий, представляющих собой весьма опасные аварии,ющие бесперебойной работе выпрямителя. Обратное зажигание есть прекращение вентильного действия выпрямителя, вследствие чего в период прерывания тока появляется ток обратного направления, имеющий при известных условиях во внешней цепи допустимых значений, в десятки раз больших, чем прямой ток. Прямым током в выпрямителе называется положительный дуговой разряд от ртутного катода к аноду.

Обратное зажигание представляет собой дуговой разряд от отрицательного анода к положительному катоду, развивающийся из самостоятельного тлеющего разряда в высоковольтных выпрямителях, или при участии несамостоятельного диффузионного разряда в сильноточных выпрямителях.

Тлеющий разряд характеризуется, между прочим, что электрическое поле в разрядном пространстве обусловлено пространственными зарядами, распределенными в газе между электродами. Особенно большую роль играют положительные пространственные заряды вблизи отрицательного электрода, образуя здесь практическое поле большой напряженности, так называемое пространство катодного падения. Это падение железнного электрода в парах ртути равно приблизительно 400 V. Катодное падение напряжения является причиной того, что положительные ионы, движущиеся к тлеющему электроду, достигают такой

скорости, при которой они способны выделить достаточное количество электронов из отрицательного электрода и газа, непосредственно прилегающего к его поверхности, вызывая тем самым: а) распыление анода; б) загрязнение вследствие этого ртутного выпрямителя и понижение изоляции анод-корпус; в) сцинтиляции при достаточно высоких напряжениях; г) понижение вакуума и т. д.

В результате всех этих явлений на аноде может образоваться раскаленное пятно—источник эмиссии электронов и, как следствие, обратное зажигание и временный выход аппарата из строя. Отсюда как будто бы вырисовывается простая задача—добиться прекращения тлеющего разряда.

Устранение обратных зажиганий может быть достигнуто двумя способами: без применения сетки и с помощью управляющей разрядом сетки. В первом случае необходимо должны быть соблюдены следующие требования, на практике весьма трудно осуществимые, на которые, например, указывают в своей работе Иссендорф, Шенкель и Зелигер <sup>1)</sup>.

1. Давление паров ртути не должно быть выше некоторого предельного значения, определяемого конструкцией и условиями работы выпрямителя.

2. Материал электродов должен быть определенного химического состава (например, при графитовом электроде переход тлеющего разряда в дуговой происходит при вдвое более высоких напряжениях, чем при железном).

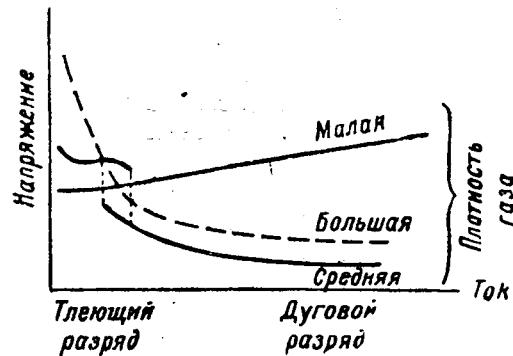


Рис. 1. Область перехода между тлеющим и дуговым разрядами (по Wehrli)

3. Поверхности электродов должны быть свободны от химических загрязнений и различных геометрических неровностей.

4. Внутри выпрямителя не должно быть „опасных веществ“, легко выделяющих электроны, к которым в первую очередь относятся вещества, содержащие окиси щелочей, а затем капли жидкой ртути.

5. Плотность паров перед анодом должна быть по возможности мала.

6. В период преграждения тока необходимо производить возможно быстрое устранение остаточных зарядов с помощью улавливающих поверхностей с отрицательным потенциалом.

Во втором случае даже при неполном выполнении вышеупомянутых требований управляющая сетка дает вполне надежную защиту выпрямителя от обратных зажиганий, так как, будучи помещена в самой существенной части тлеющего разряда—в темном гитторфовом пространстве, сетка при известных условиях создает барьер для метастабильных атомов и барьер электрического поля для ионов.

Гюнтершульце и Келлер в своей работе <sup>2)</sup> показали, что с помощью сетки с электрически управляемым напряжением легко можно прекратить тлеющий раз-

<sup>2)</sup> A. Gunterschulze и F. Keller, Gitter im Dunkelraum, „Z. f. Phys“, B. 72, N. 1—2, 1931.

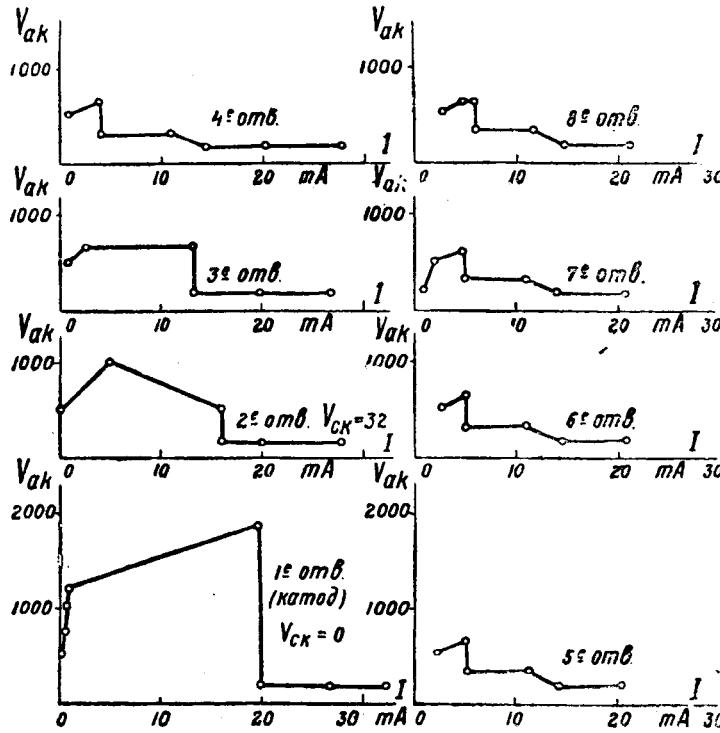


Рис. 2. Характеристики перехода тлеющего разряда в дуговой при различных значениях потенциала сетки

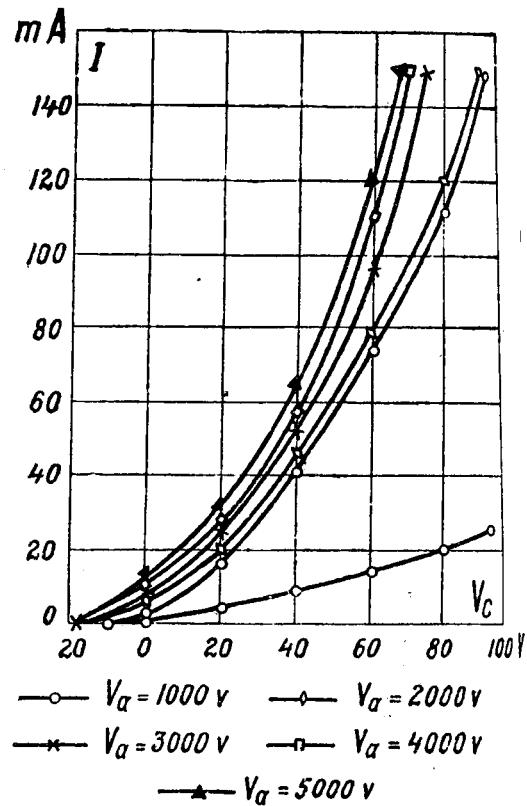


Рис. 3

ряд даже в том случае, когда тлеющий разряд проходит в обстановке, весьма благоприятной для хода его в дуговой; в качестве тлеющего катода взяли Mg, который, как известно, легко выделяет электроны. Так как исследовался тлеющий разряд в вакуумных газах, сильно отличающихся по своим свойствам от паров ртути и в условиях отсутствия мешающих действий стенок сосуда (разрядный сосуд большого размера), то было произведено исследование: ляя проверки применимости основных выводов, сделанных ранее, к параметрам ртути в условиях работы в стеклянном высоковольтном ртутном выпрямителе.

#### Методы исследования тлеющего разряда и его перехода в дуговой

Основными способами исследования являются: а) метод стабилизирования разряда большим сопротивлением; б) метод сцинтилляций; в) стробоскопический метод.

Наиболее распространенным методом исследования различных стадий разряда является метод стабилизации разряда большим сопротивлением. Этот метод, как известно, заключается в том, что во внешнюю цепь включается большое сопротивление, при постепенном выводе которого производится съемка характеристики разряда  $V = f(I)$ . При этом методе ток разряда ограничен большим сопротивлением. В случае же перехода тлеющего разряда в дуговой все высокое напряжение падает на измерительные приборы и вызывает тем самым их порчу. Следовательно, этот метод не дает возможности постепенно проследить переход тлеющего разряда в дуговой в его естественном протекании.

Второй метод (сцинтилляций) заключается в том, что за индикатор перехода тлеющего разряда в дуговой принимается появление сцинтилляций, т.е. световых шашек на катоде, которые принимаются за начало дуговых разрядов. Этот метод, как показали, например, Гюнтершульце <sup>3)</sup> и настоящее иссле-

<sup>3)</sup> A. Gunterschulze, El. Gleicht. u. Vent., II aufl., S.

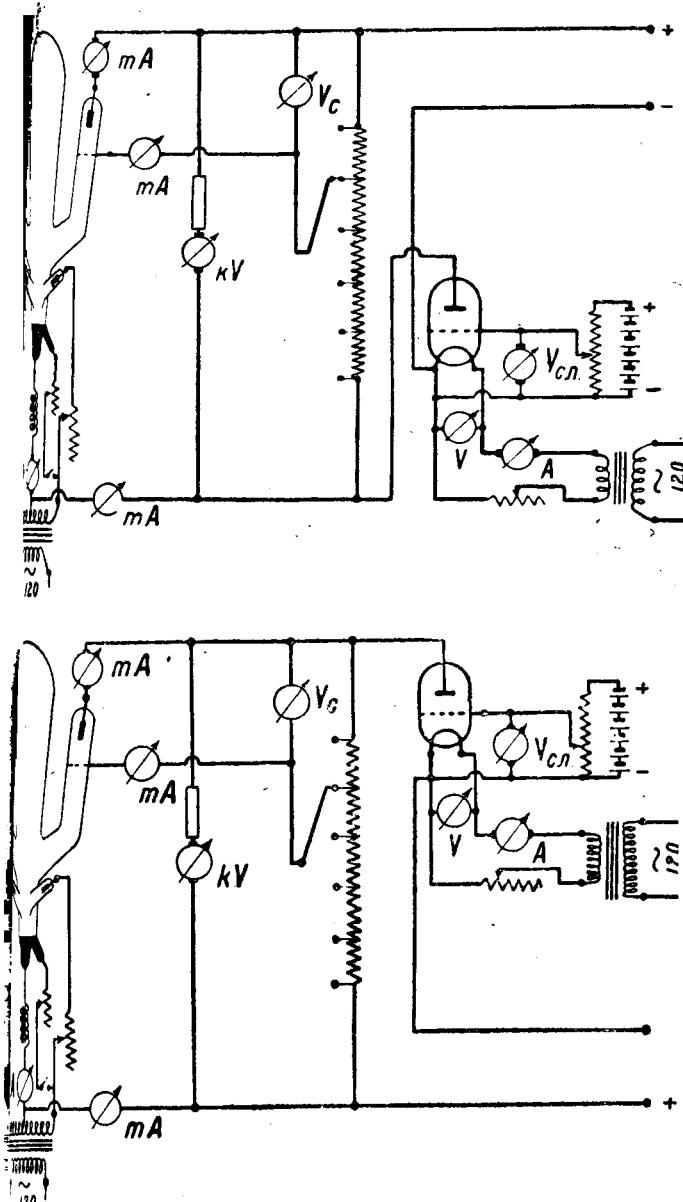


Рис. 4 и 5. Схемы экспериментальной установки

дует возможности точно определить момент зажигания тлеющего разряда в дуговой, так как сцинтилляции даже при отсутствии ограничивающих сопротивлений не всегда переходят в обратные зажигания. Для примера: при вакууме, равном 0,20 мм рт. ст., сцинтилляции наблюдались при напряжении между анодом  $V_{ak} = 3500$  В, а переход тлеющего разряда в дуговой — при 4500 В. Кроме того, настоящее исследование показало, что характер перехода тлеющего разряда в дуговой не всегда таков, как это известно до сих пор.

Часто считалось, что при больших давлениях тлеющий разряд непрерывно переходит в дуговой; при таких давлениях непрерывность и однозначность зажигания тлеющего разряда в дуговой не имеют места. При малых давлениях при увеличении тока тлеющего разряда совсем не переходит в дуговой (рис. 1). В настоящей же работе наблюдалось, что при некоторых давлениях переход тлеющего разряда в дуговой происходит следующим образом: в аномальной части характеристики тлеющего разряда недалеко от максимума напряжения начинают появляться сцинтилляции; напряжение достигает максимума, после чего падает до 350—400 В; это напряжение в некотором интервале изменения тока остается неизменным, сцинтилляции все это время наблюдаются, а затем напряжение резко падает, ток же возрастает.

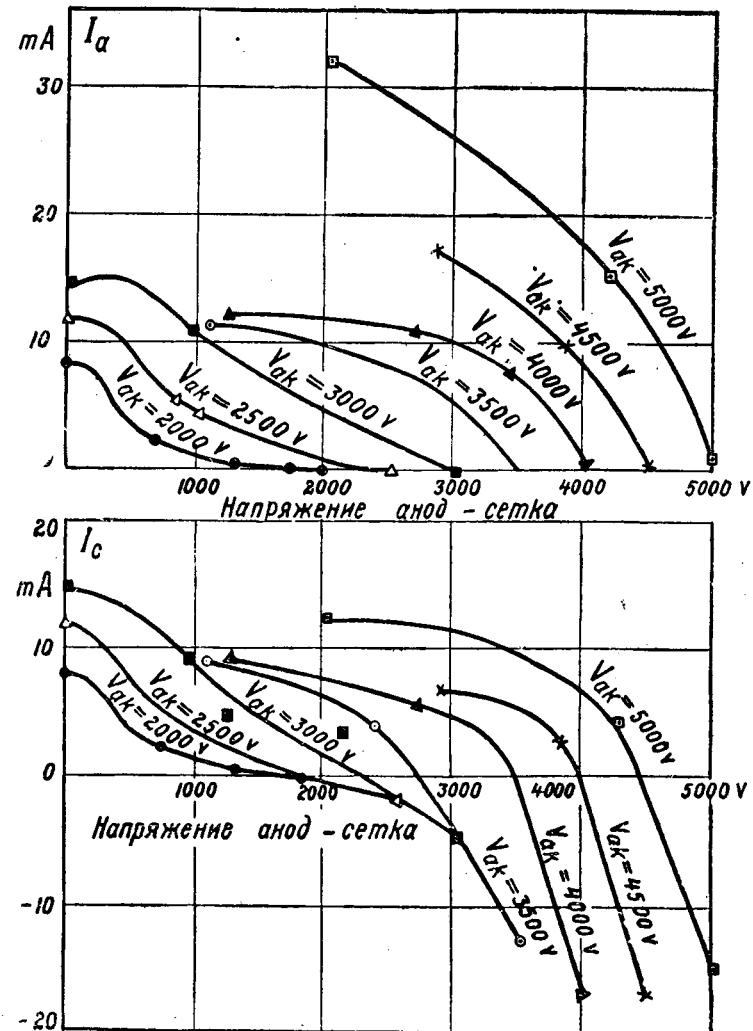


Рис. 6. Характеристики тлеющего разряда в стеклянном ртутном выпрямителе

до значения, наперед заданного условиями внешней цепи, и таким образом устанавливается в дуговой разряд.

На рис. 2 приведены характеристики такого перехода тлеющего разряда в дуговой при положительном аноде и отрицательном катоде для различных значений потенциала сетки, который с помощью водяного потенциометра изменялся от потенциала катода до потенциала анода. Эти наблюдения показали, что появление сцинтилляций не является критерием перехода тлеющего разряда в дуговой, а потому и метод, основанный на этом принципе, едва ли может быть строго обоснован.

Третий метод исследования разрядов — стробоскопический — применяется при переменном напряжении; в настоящей работе, посвященной исследованию разряда при постоянном напряжении, он подробному анализу не подвергался.

В основу настоящего исследования тлеющего разряда и его перехода в дуговой был положен следующий метод <sup>4)</sup>:

В отличие от ранее существовавшего метода стабилизирования разряда большим сопротивлением электронный ограничитель и регулятор тока, применяемый при новом методе исследования разрядов, ограничивает ток только лишь в момент перехода тлеющего разряда в дуговой и при дуговом разряде; тлеющий же разряд протекает в естественных условиях.

В настоящей работе предел тока был обусловлен предельным током питавшей установку машины постоянного тока на 10 kW.

При других источниках высокого напряжения предел тока может быть иным. Опасность повреждения измерительных приборов в момент перехода тлеющего разряда в дуговой отпадает, так как в этом случае почти все напряжение падает на электронную лампу, вызывая лишь незначительное возрастание тока, соответствующее переходу с одной характеристики лампы на другую при том же сеточном напряжении (рис. 3). Следовательно, применение электронного ограничителя и регулятора тока дает возможность, не боясь аварий, объективно и в естественных условиях проследить переход тлеющего разряда в дуговой и, кроме того, произвести детальное исследование всех стадий разряда.

### Исследования и результаты

Исследование тлеющего разряда и его перехода в дуговой в стеклянном ртутном выпрямителе для отрицательного, а равно и для положительного ртутного катода было произведено по схеме рис. 4 и 5. Источником напряжения между анодом и катодом ртутного выпрямителя служила машина постоянного тока на 10 kW. Напряжение на сетку можно было менять между предельными напряжениями анод-катод, пользуясь водяным потенциометром с ответвлениями. Кроме того, производилось детальное исследование протекания разряда при плавной регулировке сеточного напряжения в небольшом интервале напряжения катод-сетка, а также и анод-сетка с помощью соответствующего потенциометра.

Измерения напряжений между электродами производилось с помощью электростатических вольтметров.

Ограничителем и регулятором тока служила электронная лампа Г-56 (Г-100); характеристики лампы при полном накале

$$I_n = 10 \text{ A}; V_n = 13,6 \text{ V}$$

для различных значений напряжения анод-катод даны на рис. 3.

Стеклянный двуханодный ртутный выпрямитель со шлифами на рукавах был припаян к вакуумной установке. Анод, впаянный в исследуемый правый рукав, представлял собой угольный цилиндр длиной 44 мм и диаметром 20 мм. Сетка была изготовлена из молибденовой жести толщиной 0,2 мм, диаметр отверстий 2,5—2,6 мм.

Сеткодержатель давал возможность менять расстояние сетки от анода от нуля до длины рукава. При первых опытах расстояние сетки от анода равня-

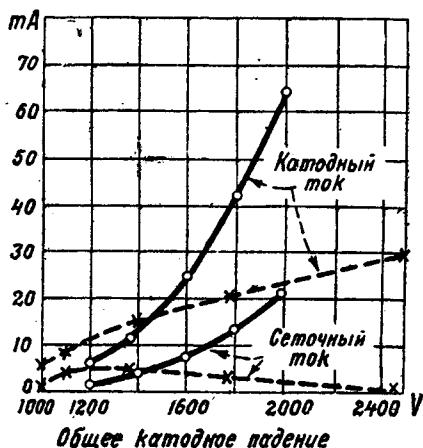


Рис. 7. Результаты исследования Гюнтершульце и Келлер

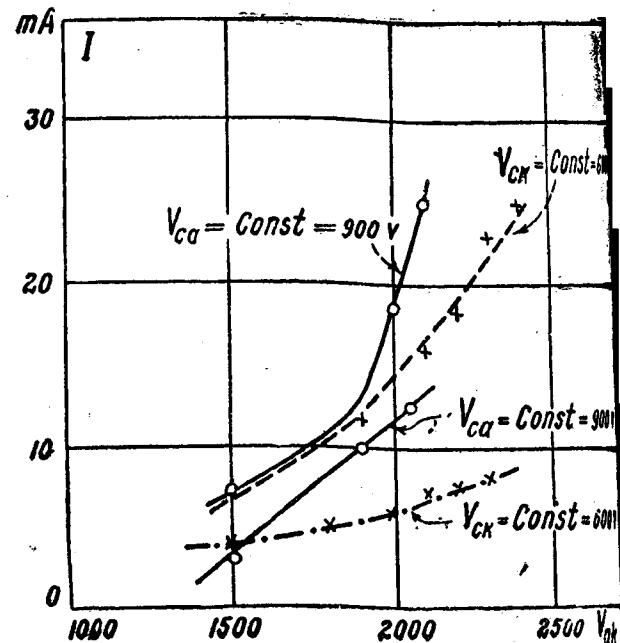
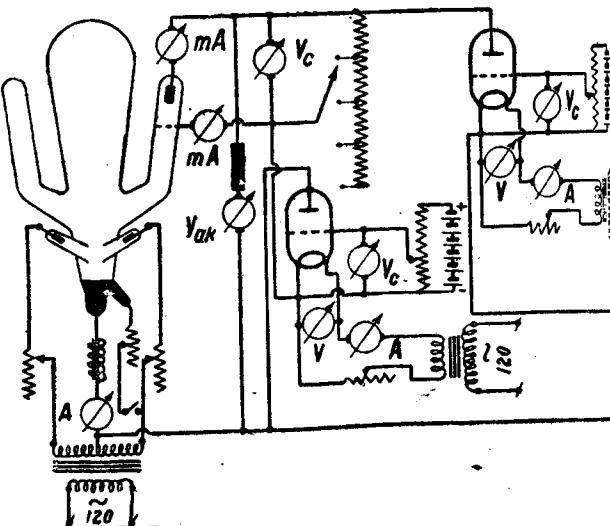


Рис. 8. Результаты исследования ВЭИ.

лось 60 мк. Пользуясь вакуумной установкой, в ртутном выпрямителе можно было поддерживать неизменным во время производства измерений. Исследование тлеющего разряда было произведено в малой его части, когда напряжение между анодом и катодом растет с ростом тока разряда и захватывающий разряд переходит в дуговой, что на установке было удобно наблюдать по резкому падению напряжения от нескольких киловольт до больших постоянных значений порядка 150 V. В это время возрастал до предельного значения перед заданным электронным ограничителем, включенным в схему. Увеличение напряжения дуги до обычных значений, характерных для дугового разряда, могло быть вызвано присутствием сетки между электродами, а также весьма сильным уменьшением дуги внешним сопротивлением до 100—200 мА; как нормальный ток ртутного выпрямителя был

В процессе исследования рукав в области анода и сетки сильно нагревался; было обнаружено, что нагревание затрудняет переход тлеющего разряда в дуговой. Следовательно, одной из мер борьбы с нагреванием сетки в ртутных выпрямителях может служить нагревание пространства вокруг анода



Вологодская областная универсальная научная библиотека

Рис. 9. Схема установки ВЭИ

и же радикальным образом уничтожить возможность появления обратного зажигания (в данном случае переход тлеющего разряда в дуговой) ртутном выпрямителе можно путем применения электрически управляемой сетки. Цитируемая выше Гюнтершульце и Келлер показала, что при нулевом потенциале сетки относительно анода (в данном случае анодом является ртутный катод) катод тлеющего разряда полностью прекращается. Чрезвычайно важный результат работы Гюнтершульце и Келлер, относящейся к изучению тлеющего разряда в инертных газах при отсутствии мешающего действия стенок сосуда, полностью подтвердился для паров при условиях работы стеклянного выпаривательного ртутного выпрямителя. В качестве иллюстрации этого результата работы приведем характеристики тлеющего разряда (зависимость катодного тока от сеточного напряжения) в стеклянном ртутном выпрямителе при вакууме 0,055 мм рт. ст. и напряжениях между анодом и катодом, соответственно равных 2 000; 2 500; 3 000; 3 500; 4 000; 4 500 В (рис. 6). Из этих характеристик ясно, что при нулевом потенциале сетки относительно положительного катода катодный ток равен нулю; сдвиг же тока равен нулю только лишь до значений напряжения анод-катод порядка 2 500 В; выше этого напряжения нулевому значению катодного тока соответствует довольно значительный сеточный ток, который характеризует об опасности обратного зажигания вблизи сетки.

Последнее обстоятельство необходимо учитывать при отыскании наилучшей конструкции сетки, выгоднейшего ее расстояния от анода.

Настоящее исследование показало, что соединение сетки и ртутного катода вызывает полное прекращение тока только в том случае, когда ртутный катод положителен, в случае же отрицательности катода такое соединение не прекращает тока полностью. Характеристики (рис. 6) дают возможность для данной конструкции сеток и для данного ее расстояния надежно установить предел напряжений анод-катод, которых сетка не дает полной гарантии защиты выпрямителя от обратных зажиганий. Из рис. 6 видно, что в случае отрицательного катода увеличение напряжения анод-сетка при одновременном уменьшении напряжения катод-сетка (напряжение анод-катод при этом остается неизменным) приводит к уменьшению тока тлеющего разряда. Это говорит о том, что в случае пересечения темного гиганта пространства сеткой решающую роль в тлеющем разряде играет сила поля поблизости от места его свечения.

Вероятность этого вывода подтверждается ещеющими результатами работы Гюнтершульце и Келлер (рис. 7) и настоящей работы (рис. 8). Если при неизменном напряжении сетка-катод (в настоящей работе катодом являлся анод) напряжение анод-сетка уменьшается, то сила тока возрастает быстрее, нежели

в том случае, когда напряжение анод-сетка поддерживается неизменным, а увеличивается напряжение сетка-катод. Кривые рис. 9 получили Гюнтершульце и Келлер для неона при  $p = 0,055$  мм рт. ст. при отсутствии мешающего действия стенок сосуда. Кривые же рис. 8, снятые на установке по схеме рис. 9 в стеклянном ртутном выпрямителе при том же вакууме, вполне аналогичны кривым рис. 7.

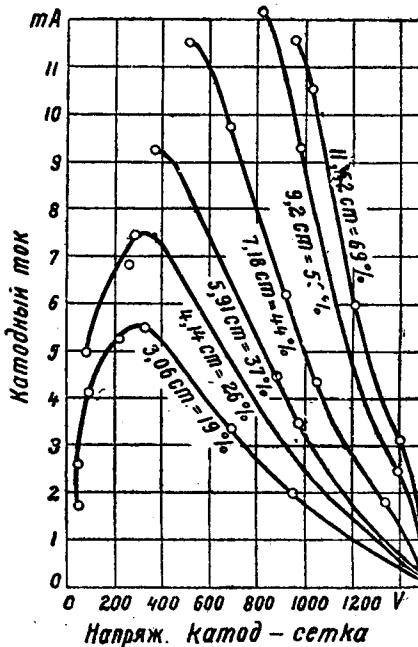


Рис. 10. Характеристика (для гелия) по Гюнтершульце и Келлеру

Кроме того, работа Гюнтершульце и Келлер показала, что действие электрически управляемой сетки на уменьшение силы тока тлеющего разряда оказывается максимальным при наименьшем ее расстоянии от катода. В настоящем исследовании этот весьма важный результат работы Гюнтершульце и Келлер не был проверен, но на основании вышеописанных результатов можно предполагать, что и это последнее свойство электрически управляемой сетки будет иметь место в условиях работы ртутного выпрямителя.

Приводим характеристики  $I_k = f(V_s)$  из работы Гюнтершульце и Келлер (рис. 10), снятые при напряжении анод-катод, равном 1500 В для гелия при  $p = 0,0208$  мм рт. ст.

Числа на кривых дают расстояния сетки от катода в сантиметрах и в процентах толщины темного пространства падения.

Итак, результаты настоящей работы, касающиеся основных свойств тлеющего разряда и его перехода в дуговой в ртутном выпрямителе с сеткой, указывают на то, что с помощью электрически управляемой сетки вполне возможно защитить высоковольтный ртутный выпрямитель от обратных зажиганий.

# Нестационарные режимы и влияние их на работу вентильного двигателя

Инж. М. Н. Губанов  
Москва

## 1. Влияние коммутации на число оборотов вентильного двигателя

При исследовании регулирования скорости хода вентильного двигателя<sup>1)</sup> было отмечено, что кривая регулирования  $n = f(\gamma_1)$ , построенная по уравнению

$$n = \frac{\frac{2}{\pi} V_0 \cos \alpha_1 - IR - \Delta V}{\frac{3}{\pi} e_0 [\cos \gamma_1 - \cos(\gamma_1 + 60^\circ)]}, \quad (1)$$

расходится с кривой регулирования  $n = f(\gamma_1)$ , снятой экспериментальным путем, вследствие того что при выводе уравнения 1 не учитывалось влияние коммутации на число оборотов вентильного двигателя,

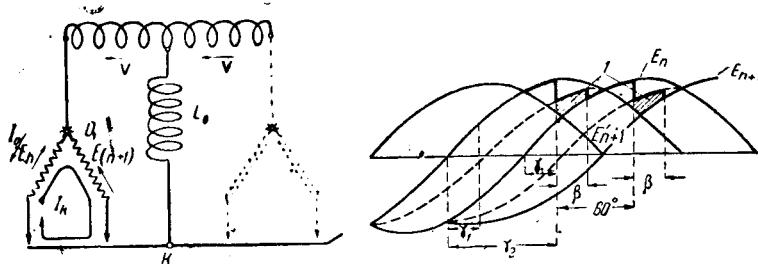


Рис. 1. Коммутирующий контур при коммутации с фазы на фазу

Рис. 2. Изменение противо-э. д. с. как следствие коммутации

Рассмотрим влияние коммутации на  $n = f(\gamma_1)$ .

Имеем коммутирующий контур (рис. 1), в котором коммутация протекает по уравнению (2)<sup>2)</sup>.

$$E_n + I_0 R - I_k R - \frac{L_n}{2} \cdot \frac{dI_k}{dt} = E_{n+1} + I_k R + \frac{L_n}{2} \cdot \frac{dI_k}{dt}. \quad (2)$$

В  $n$ -й фазе между  $O$  и  $k$  действует напряжение

$$E'_n = E_n + I_0 R - I_k R - \frac{L_n}{2} \cdot \frac{dI_k}{dt}.$$

Соответственно в  $(n+1)$ -й фазе действует напряжение

$$E'_{n+1} = E_{n+1} + I_k R + \frac{L_n}{2} \cdot \frac{dI_k}{dt}.$$

Из основного уравнения (2) находим

$$I_k R + \frac{L_n}{2} \cdot \frac{dI_k}{dt} = \frac{E_n - E_{n+1}}{2} + \frac{I_0 R}{2}, \quad (2')$$

откуда

$$\left. \begin{aligned} E'_n &= E_n - \frac{E_n - E_{n+1}}{2} + I_0 R, \\ E'_{n+1} &= E_{n+1} + \frac{E_n - E_{n+1}}{2} + I_0 R. \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

Явления будут протекать следующим образом: предположим, двигатель вращается вхолостую, т. е.  $I_0$  имеет очень малую величину, но самоиндукция фаз  $L_0$  имеет конечную величину, и поэтому требуется определенный угол коммутации  $\beta$  (рис. 2). Вследствие малости  $I_0$  членами  $I_0 R$  можно пренебречь, и формулы (3) перепишутся так:

$$\left. \begin{aligned} E'_n &= E_n - \frac{E_n - E_{n+1}}{2}, \\ E'_{n+1} &= E_{n+1} + \frac{E_n - E_{n+1}}{2}. \end{aligned} \right\} \quad (3')$$

1) См. „Электричество“ № 12, 1933 г.

2) См. „Электричество“ № 16, Коммутационные процессы вентильного двигателя.

В формуле (1) (без учета коммутации), предполагалось, что в момент  $\gamma_1$   $n$ -я фаза мгновенно перешла на  $(n+1)$ -ю фазу и дальше двигатель работает с противоположной д. с.  $E_{n+1}$ . Но вследствие коммутации время углов  $\beta$  будет действовать противоположной д. с.  $E'_{n+1}$  (рис. 2), которая больше  $E_{n+1}$  на чину  $\frac{E_n - E_{n+1}}{2}$  [уравнение (3')]. Отсюда следует, что средняя противоположной д. с. двигателя за время  $(n+1)$ -й фазы тоже увеличивается, что и служит причиной уменьшения числа оборотов двигателя.

Также очевидно, что чем больше число оборотов двигателя при заданном времени коммутации, тем больше угол  $\beta$  будет, и поэтому удельное значение повышения напряжения на  $\frac{E_n - E_{n+1}}{2}$  (рис. 2, изображенная площадка 1) будет больше, и следовательно при больших числах оборотов они будут уменьшаться за счет коммутации на большую величину.

Найдем аналитически влияние коммутации на регулировочную характеристику  $n = f(\gamma_1)$ .

Уравнение (1) зависит от  $E_{cp}$ , которая в свою очередь, как выяснилось, зависит от коммутации. Поэтому уравнению (3) имеем

$$\begin{aligned} E_{cp}' &= \frac{3}{\pi} \int_{\gamma_1 + \beta_1}^{\gamma_1 + 60^\circ} E_n d\gamma + \frac{3}{\pi} \int_{\gamma_1 + 60^\circ}^{\gamma_1 + 60^\circ + \beta} \frac{E_n - E_{n+1}}{2} d\gamma = \frac{3}{\pi} \int_{\gamma_1 + \beta_1}^{\gamma_1 + 60^\circ} E_0 \sin \gamma d\gamma \\ &\quad + \frac{3}{2\pi} \int_{\gamma_1 + 60^\circ}^{\gamma_1 + 60^\circ + \beta} E_0 \sin(\gamma + 60^\circ) d\gamma + \frac{3}{2\pi} \int_{\gamma_1 + 60^\circ}^{\gamma_1 + 60^\circ + \beta_1} E_0 \sin(\gamma + 60^\circ) d\gamma, \end{aligned}$$

откуда находим

$$\begin{aligned} E_{cp}' &= \frac{3 E_0}{\pi} [\cos(\gamma_1 + \beta_1) - \cos(\gamma_1 + 60^\circ)] \\ &\quad + \frac{3 E_0}{\pi} [\cos(\gamma_1 + 60^\circ) - \cos(\gamma_1 + 60^\circ + \beta)] \\ &\quad + \frac{3 E_0}{2\pi} [\cos \gamma_1 - \cos(\gamma_1 + \beta)], \end{aligned}$$

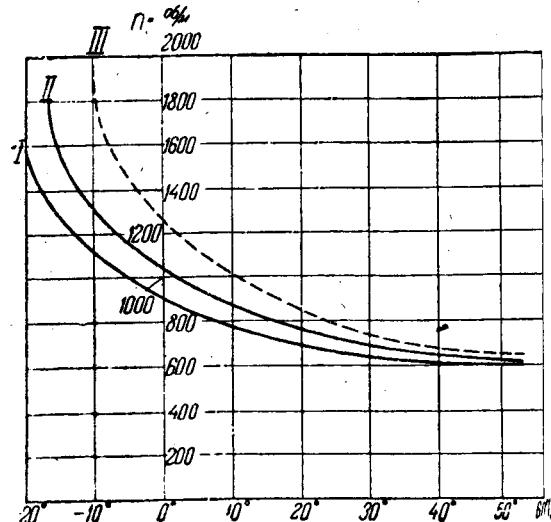


Рис. 3. Сравнение регулировочных кривых:  $n = f(\gamma_1)$  при  $\alpha_1 = \text{const}$ ,  $I = \text{const}$

I — экспериментальная кривая; II — теоретическая кривая по уравнению (5) с учетом влияния коммутации с фазы на фазу; III — теоретическая кривая по уравнению (1), построенная без учета коммутации.

тельно имеем

$$E_{cp} = \frac{1,5 E_0}{\pi} [\cos \gamma_1 - \cos (\gamma_1 + 60 + \beta) + \cos (\gamma_1 + \beta) - \cos (\gamma_1 + 60)]. \quad (4)$$

Вм в уравнение (1) найденное среднее напряжение относенное к числу оборотов,

$$= \frac{1,5 e_0}{\pi} [\cos \gamma_1 - \cos (\gamma_1 + 60 + \beta) + \cos (\gamma_1 + \beta) \cos (\gamma_1 + 60)]$$

прежнего

$$\frac{E_{cp}}{n} = \frac{3 e_0}{\pi} [\cos \gamma_1 - \cos (\gamma_1 + 60)],$$

влияние коммутации не учитывалось.

и уравнение (1) перепишется в следующем

$$n = \frac{\frac{2}{\pi} V_0 \cos \alpha - IR - \Delta V}{\frac{1,5}{\pi} e_0 [\cos \gamma_1 - \cos (\gamma_1 + 60 + \beta) + \cos (\gamma_1 + \beta) - \cos (\gamma_1 + 60)]}. \quad (5)$$

задан рабочий ток  $I_0$ , то по кривой коммутации  $f(t_k)$  для данного  $\gamma_1$  находим необходимое время коммутации  $(t_k)$ , откуда

$$\beta = t_k b = \frac{t_k 2 \pi n p}{60}, \quad (6)$$

по уравнению (6) зависит от  $n$ , а  $n$  по уравнению (5) зависит от  $\beta$  и, следовательно, нужно совместно решить уравнения (5) и (6). Но так как  $n$  зависит от  $\beta$  значительно, то для подсчета  $\beta$  можно брать  $n$  из уравнения (1) и найденное  $\beta$  по формуле (6) подставить в уравнение (5).

Проверим, насколько выведенное уравнение (5) дает теоретическую регулировочную характеристику  $n=f(\gamma_1)$ .

Для этого произведем сравнение экспериментально (на опытной установке вентильного двигателя) регулировочной кривой  $n=f(\gamma_1)$  и построенной по уравнению (5). Как экспериментальная, так и теоретическая кривая  $n=f(\gamma_1)$  получены при следующих дан-

$$V_0 = 620; R = 2,6 \Omega; I_0 = 18,7 A;$$

$$\Delta V = 30; e_0 = 0,5 V; \alpha_1 = 0.$$

Результат построения показан на рис. 3, где I—экспериментальная кривая и II—теоретическая кривая в соответствии с уравнению (5).

На наглядной иллюстрации, насколько уточнилась теоретическая регулировочная характеристика, полученная по уравнению (5), по сравнению с прежней кривой по уравнению (1), на рис. 3 также указана теоретическая кривая  $n=f(\gamma_1)$  по уравнению (1).

На рис. 3 видим, что хотя теоретическая кривая, полученная по уравнению (5), и сильно приблизилась к экспериментальной кривой, все же теоретическая кривая II лежит значительно выше экспериментальной кривой I. Объясняется это тем, что было учтено только коммутации с фазы на фазу.

Число оборотов двигателя влияет также коммутации с звезды на звезду. Имеем коммутирующий контур (рис. 4), действующий по уравнению (6).

$$V + IR - I_k R - \frac{L_{ob}}{2} \frac{d I_k}{dt} + E_n = -V + I_k R + \frac{L_{ob}}{2} \frac{d I_k}{dt} + E_n, \quad (6)$$

и находим

$$\frac{L_{ob}}{\pi} \cdot \frac{d I_k}{\pi} + I_k R = V + \frac{IR}{\pi}. \quad (6)$$

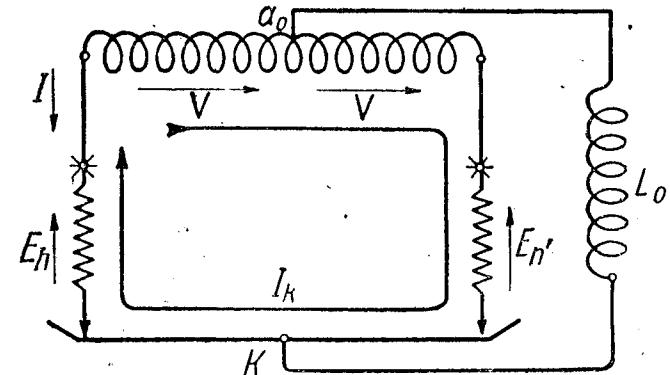


Рис. 4. Коммутирующий контур при коммутации с звезды на звезду

Во время коммутации сеть не дает дополнительного двигательного эффекта, так как по фазам течет дополнительный ток  $I_k$ , дающий в  $n$  и  $n'$ -й фазе взаимно-противоположные двигательные эффекты, что в сумме дает нуль.

Рассмотрим, не дает ли сеть за время коммутации дополнительной электромагнитной энергии в самоиндукцию  $L_0$ . Для этого рассмотрим, какое напряжение  $V' + E_n$  действует во время коммутации между точками  $A$  и  $K$  (катод), под напряжением которого непосредственно находится самоиндукция  $L_0$ .

Из уравнения (6) видим, что

$$V' + E_n = V + IR - \left( I_k R + \frac{L_0}{2} \cdot \frac{d I_k}{dt} \right) + E_n. \quad (7)$$

Подставляя из формулы (6) значение  $\left( I_k R + \frac{L_0}{2} \cdot \frac{d I_k}{dt} \right)$ , получим

$$V' + E_n = V + IR - V - \frac{IR}{2} + E_n = \frac{IR}{2} + E_n, \quad (8)$$

откуда находим

$$V' = \frac{IR}{2}. \quad (9)$$

Аналогично для II звезды

$$V' + E_n' = -V + V + \frac{IR}{2} + E_n' = \frac{IR}{2} + E_n',$$

т. е. если рассматривать холостой ход, где предшествующий ток  $I \approx 0$ , то влияние сети  $V'$  за время коммутации равно нулю ( $V' = 0$ ), и поэтому влияние среднего напряжения сети должно находиться интегрированием только в пределах от  $\alpha_1 + \beta_2$  до  $\alpha_1 + \pi$  (рис. 5), где  $\beta_2$ —угол коммутации, с тем, что действие напряжения сети в интервале  $\beta_2$  следует исключить.

Отсюда имеем

$$V_{cp} = \frac{1}{\pi} V_0 \int_{\alpha_1 + \beta_2}^{\alpha_1 + \pi} \sin \alpha d\alpha = \frac{1}{\pi} V_0 [\cos (\alpha_1 + \beta_2) - \cos (\alpha_1 + \pi)],$$

$$V_{cp} = \frac{1}{\pi} V_0 [\cos (\alpha_1 + \beta_2) + \cos \alpha_1]. \quad (10)$$

Мы показали аналитически, что за время коммутации сеть не дает двигательного эффекта, также не создает и электромагнитной энергии во внешней самоиндукции, могущей впоследствии разрядиться в двигательный эффект.

Куда же идет в момент коммутации со звезды на звезду мощность сети?

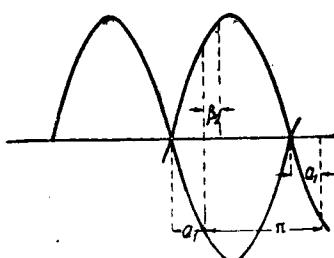


Рис. 5. Пределы интегрирования для определения влияния среднего напряжения сети

На рис. 4 в коммутирующем контуре мы видим, что мощность тока  $I_k$ , создаваемого напряжением сети  $V$  за время коммутации, в основном идет на изменение направления электромагнитной энергии в коммутирующем контуре, так как в фазе одной звезды электромагнитная энергия уничтожается, а в фазе другой возникает, и в результате электромагнитная энергия в коммутирующем контуре меняет направление, так как результирующий ток, обуславливающий электромагнитную энергию, меняет направление по коммутирующему контуру. Через полупериод сети процесс будет протекать в обратном направлении, т. е. мощность сети будет тратиться на приведение электромагнитной энергии коммутирующего контура в прежнее направление (во второй звезде уничтожает, в первой—создает).

Таким образом выяснено, что мощность сети за время коммутации идет на периодическое изменение направления электромагнитной энергии в коммутирующем контуре (рис. 4), а такая мощность, как известно, есть безваттная мощность, что и является физическим обяснением того, что мощность сети за время коммутации не дает двигательного эффекта.

Подставив выражение 10 в уравнение (5), будем окончательно иметь зависимость числа оборотов от нагрузки с учетом влияния коммутации с фазы на fazu и со звезды на звезду.

$$n = \frac{\frac{1}{\pi} V_0 [\cos(\alpha_1 + \beta_2) + \cos(\alpha_1)] - IR - \Delta V}{\frac{1,5}{\pi} e_0 [\cos \gamma_1 - \cos(\gamma_1 + 60 - \beta_1) + \cos(\gamma_1' - \beta_1) - \cos(\gamma_1 + 60)]}$$

Выведенное уравнение (11) учитывает влияние коммутации всех видов и поэтому кривая  $n = f(\gamma_1)$ , построенная по нему, должна практически совпасть с экспериментальной кривой. Для проверки этого произведем сравнение экспериментально снятой кривой  $n = f(\gamma_1)$  (рис. 3, кривая I), с построенной по уравнению (11).

Обе кривые получены при следующих данных: напряжение сети (трансформатора)  $V_0 = 620$  В. Падение в дуге ртутного выпрямителя  $\Delta V = 30$  В. Общее сопротивление  $R = 2,6$  Ом. Амплитуда фазового напряжения, отнесенная к оборотам,  $e_0 = 0,5$  В. Рабочий ток двигателя  $I = 18,7$  А. Положение коммутатора сети  $\alpha_1 = 0$ .

Результат сравнения изображен на рис. 6, где I—есть экспериментальная кривая  $n = f(\gamma_1)$ ; II—теоретическая кривая, построенная по уравнению (11). Для того чтобы показать, как теоретическая регулировочная характеристика  $n = f(\gamma_1)$  уточнялась по мере учета новых факторов, на рис. 6 также показаны две промежуточные теоретические регулировочные характеристики: III—теоретическая кривая по уравнению (5) с учетом влияния коммутации только с fazu на fazu; IV—теоретическая кривая по уравнению (1) без учета влияния коммутации. Как видно из рис. 6, кривая II, построенная по уравнению (11), расходится от экспериментальной кривой I в среднем только на 5% величины, практически можно считать за совпадение кривых.

По уравнению (11) также можно получить теоретическую кривую  $n = f(\alpha_1)$  при  $\gamma_1 = \text{const}$   $= \text{const}$ . Находим  $\beta_1$  вышеуказанным способом нахождения  $\beta_2$  для каждого  $\alpha_1$  поступаем следующим образом. Как и для случая коммутации с fazu (см. „Электричество“ № 16) находим зависимость  $I_0 = f(t_k)$  для разных  $\alpha_1$ , которая будет иметь следующий вид:

$$I_0 = \frac{4 V_0 \sin(\alpha t_k + \alpha_1 - \varphi_s) - 4 V_0 \sin(\alpha_1 - \varphi_s)}{\sqrt{(R_{ob})^2 + a^2 L_{ob}^2} \left( 1 + e^{\frac{R_0}{L_0} t_k} \right)}$$

Имеем семейство кривых  $I_0 = f(t_k)$  по уравнению (12) для разных  $L_1$ . Для каждого  $\alpha_1$  находим зависимость  $I_0 = f(t_k)$ , для соответствующих  $\alpha_1$  времени коммутации  $t_k$ , откуда находим

$$\beta_2 = t_k a.$$

Найденное по уравнению (13)  $\beta_2$  подставляем в уравнение (11) и находим число оборотов  $n$  для каждого  $\alpha_1$ . Скорректированная указанным способом теоретическая кривая  $n = f(\alpha_1)$  дает более точный результат, аналогичная кривая без учета влияния коммутации.

## 2. Влияние коммутации на передельное число оборотов вентильного двигателя

В двигателе постоянного тока последовательного возбуждения передельное увеличение числа оборотов при снятой внешней нагрузке устанавливается при холостом ходе.

В вентильном двигателе на передельное увеличение числа оборотов влияет еще минимальное время коммутации, а именно, если имеем вентильный двигатель, вращающийся с большим числом оборотов (синхронных), т. е. период двигателя меньше периода сети (рис. 7), то с увеличением оборотов времени, соответствующее  $60^\circ$  двигателя, неограниченно падает, следовательно, фаза  $n$ -я не успевает в пределах

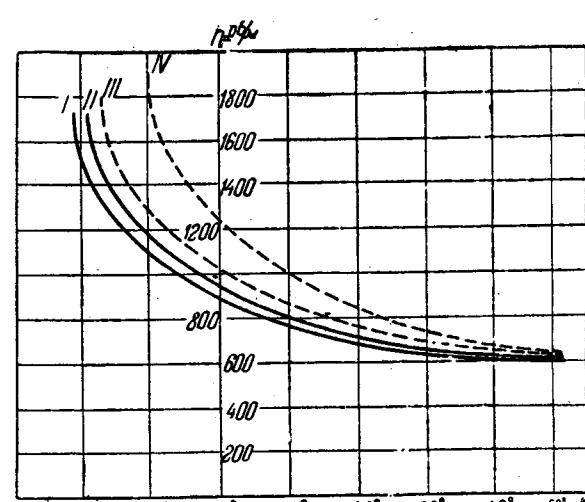
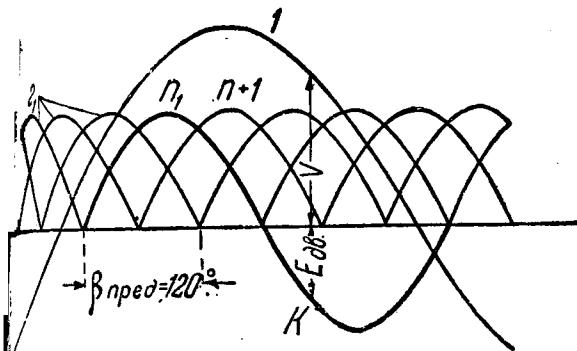


Рис. 6. Уточнение теоретической регулировочной характеристики  
I—экспериментальная кривая; II—теоретическая кривая с учетом влияния коммутации; III—теоретическая кривая с учетом влияния коммутации только с fazu на fazu; IV—теоретическая кривая без влияния коммутации



Влияние времени коммутации на предел увеличения числа оборотов двигателя (период двигателя меньше периода сети). I — напряжение сети; n... — напряжение фаз двигателя

(K) появляется тормозной момент вращения, и дает ограничение дальнейшего увеличения оборотов вентильного двигателя.

Например, если для практического случая при  $\omega = 100^\circ$  и минимальное время коммутации для ротора  $t_{k.m} = 0,005$  сек., то имеем соотношение

$$t_{k.m} = \frac{\beta_{пред}}{\omega_{max}}, \quad (14)$$

$$\frac{P \cdot 2\pi n_{max}}{60}; \quad \beta_{пред} = \frac{\pi}{1,8}; \quad t_{k.m} = 0,005 \text{ сек.}$$

имеем

$$t_k = \frac{\beta_{пред} \cdot 60}{2P\pi n_{max}}; \quad n_{max} = \frac{60 \cdot \beta_{пред}}{2\pi \cdot P t_{k.m}}, \quad (15)$$

$$\frac{100}{P \cdot 6 t_{k.m}} = \frac{100}{2 \cdot 6 \cdot 0,005} = 1666 \text{ об/мин, т. е. выше}$$

экспериментальной установке с четырехполюсным вентильным двигателем были зафиксированы обороты, близкие к величине к полученным по уравнению (15).

#### Изменение рабочего тока в схеме вентильного двигателя

Ведущем теоретическом анализе мы пренебрегаем изменением рабочего тока  $I$ , считая его приблизительно постоянным. В действительности же вследствие величины самоиндукции колебания тока могут быть 30—40 %. При выводе уравнения колебания  $I=f(t)$  пренебрежем влиянием коммутации на рабочий ток  $I$ , так как самоиндукция  $L_0$  гораздо больше самоиндукции фаз, и поэтому ток  $I$  в основном зависит от напряжения сети, напряжения фазы и самой самоиндукции.

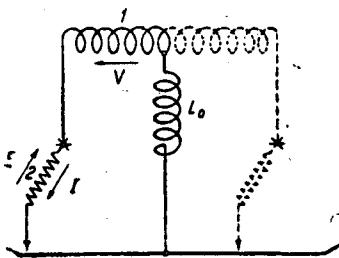


Рис. 8. Динамическое равновесие контура

Контур (рис. 8), состоящий из полуобмотки статора, фазы статора и ротора с самоиндукцией  $L_0$ . Для рассматриваемого контура имеем уравнение динамического равновесия:

$$V - E = IR + L \frac{dI}{dt} + \Delta V, \quad (16)$$

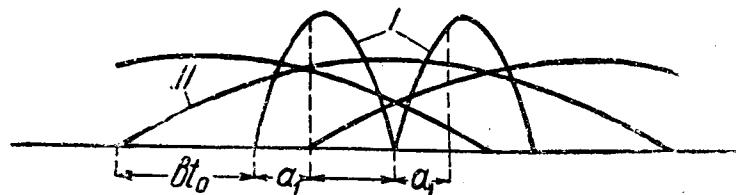


Рис. 9. I — напряжение полуобмоток; II — напряжение фаз двигателя

где

$$L = L_\phi + L_{mp} + L_0 \text{ и } R = R_p + R_{mp} + R_{pol}.$$

Перепишем уравнение (16), исходя из рис. 9,

$$V_0 \sin at - E_0 \sin(bt + bt_0) = IR + \Delta V + L \frac{dI}{dt}, \quad (16')$$

где  $bt_0$  есть сдвиг фаз между напряжением сети и напряжением фазы двигателя в начальный момент времени.

Решение этого уравнения будет иметь вид:

$$I = \frac{V_0 \sin(at - \varphi_1)}{\sqrt{R^2 - (aL)^2}} - \frac{E_0 \sin[b(t + t_0) - \varphi_2]}{\sqrt{R^2 + (bL)^2}} - \frac{\Delta V}{R} + K_1 e^{-\frac{R}{L}t}, \quad (17)$$

где

$$\tan \varphi_1 = \frac{aL}{R}; \quad \tan \varphi_2 = \frac{bL}{R},$$

или перепишем уравнение (17) в сокращенном виде:

$$I = I_1 \sin(at + \varphi_1) - I_2 \sin[b(t + t_0) - \varphi_2] - I_3 + K_1 e^{-\frac{R}{L}t}, \quad (17')$$

где  $k_1$  найдем из начального и конечного условий.

Разберем процесс горения какой-либо звезды от  $at = \alpha_1$ , момента загорания ее, до  $\alpha_1 + \pi$  ( $\alpha_1$  — отсечка коммутатора сети) момента ее потухания, после чего будут следовать аналогичные диапазоны горения звезды. Так как начало горения  $II$  звезды и конец горения  $I$  звезды совпадают, то токи в момент  $\alpha_1$  и  $\alpha_1 + \pi$  равны, т. е.

$$I_{\alpha_1} = I_{\alpha_1 + \pi}, \quad (18)$$

не учитывая расположения по времени  $E$  относительно  $V$ , так как оно очень мало влияет на форму тока. Из условия (18) найдем константу  $k_1$  уравнения (17).

Итак, имеем уравнение тока для момента начала загорания звезды

$$I_\alpha = I_1 \sin(\alpha_1 - \varphi_1) - I_2 \sin\left(b \frac{\alpha_1}{a} + bt_0 - \varphi_2\right) - I_3 + K_1 e^{-\frac{R}{L} \frac{\alpha_1}{a}}. \quad (19)$$

Аналогично для конца горения звезды имеем

$$I_{\alpha_1 + \pi} = I_1 \sin(\alpha_1 + \pi - \varphi_1) - I_2 \sin\left(\frac{b}{a} \alpha_1 + \frac{b}{a} \pi + bt_0 - \varphi_2\right) - I_3 + K_1 e^{-\frac{R}{L} \frac{\alpha_1 + \pi}{a}}. \quad (20)$$

Из уравнений (19) и (20) найдем константу  $K_1$ . Вычтем уравнение (19) из уравнения (20) и найдем

$$0 = 2I_1 \sin(\alpha_1 - \varphi_1) - I_2 \left[ \sin\left(\frac{b}{a} \alpha_1 + bt_0 - \varphi_2\right) - \sin\left(\frac{b}{a} \alpha_1 + bt_0 + \frac{b}{a} \pi - \varphi_2\right) \right] + K_1 \left[ e^{-\frac{R}{L} \frac{\alpha_1}{a}} - e^{-\frac{R}{L} \frac{\alpha_1 + \pi}{a}} \right], \quad (21)$$

откуда

$$K_1 = -\frac{2I_1 \sin(\alpha_1 - \varphi_7) + I_2 \left[ \sin\left(\frac{b}{a}\alpha_1 + \frac{b}{a}\pi + bt_0 - \varphi_8\right) - \sin\left(\frac{b}{a}\alpha_1 + bt_0 - \varphi_8\right) \right]}{e^{-\frac{R}{L} \cdot \frac{\alpha_1}{a}} - e^{-\frac{R}{L} \cdot \frac{\alpha_1 + \pi}{a}}}.$$

Как видим, уравнение (22) в сочетании с уравнением (17) дает очень сложное выражение. Но его можно сильно упростить, если принять

$$E = E_{cp} = \frac{3}{\pi} E_0. \quad (23)$$

Практически подсчеты показали, что это упрощение дает вполне допустимую неточность не свыше 3%.

Подставив в уравнение (16') выражение (23), перепишем уравнение (16') в виде

$$V_0 \sin at - \frac{3}{\pi} E_0 = IR + \Delta V + L \frac{dI}{dt}. \quad (24)$$

Его решение будет иметь вид

$$I = \frac{V_0 \sin(at - \varphi_7)}{\sqrt{R^2 + (aL)^2}} - \frac{\frac{3}{\pi} E_0 + \Delta V}{R} + K_2 e^{-\frac{R}{L}t} \quad (25)$$

или сокращенно

$$I = I_1 \sin(at - \varphi_7) - I_{2-1}' + K_2 e^{-\frac{R}{L}t}. \quad (25')$$

Аналогичным способом найдем константу  $K_2$  уравнения (25), откуда имеем

$$K_2 = -\frac{\frac{2V_0 \sin(\alpha_1 - \varphi_7)}{\sqrt{R^2 + (aL)^2}}}{e^{-\frac{R}{L} \cdot \frac{\alpha_1}{a}} - e^{-\frac{R}{L} \cdot \frac{\alpha_1 + \pi}{a}}}, \quad (26)$$

что вместе с уравнением (25) дает выражение

$$I = \frac{V_0 \sin(at - \varphi_7)}{\sqrt{R^2 + (aL)^2}} - \frac{\frac{3}{\pi} E_0 + \Delta V}{R} - \left[ \frac{2V_0 \sin(\alpha_1 - \varphi_7)}{\sqrt{R^2 + (aL)^2} \left( e^{-\frac{R}{L} \cdot \frac{\alpha_1}{a}} - e^{-\frac{R}{L} \cdot \frac{\alpha_1 + \pi}{a}} \right)} \right] e^{-\frac{R}{L}t} \quad (27)$$

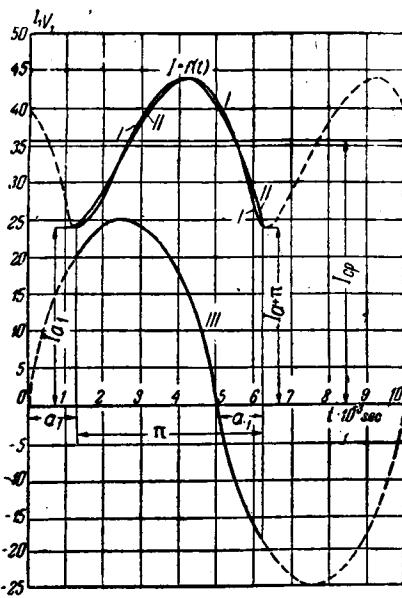


Рис. 10. Кривые колебания рабочего тока двигателя:

I — кривая с учетом изменения э. д. с. двигателя по времени, построенная по уравнению (16); II — кривая без учета изменения э. д. с. двигателя по времени, построенная по уравнению (27); III — кривая напряжения сети;  $\alpha_1$  — положение коммутатора сети.

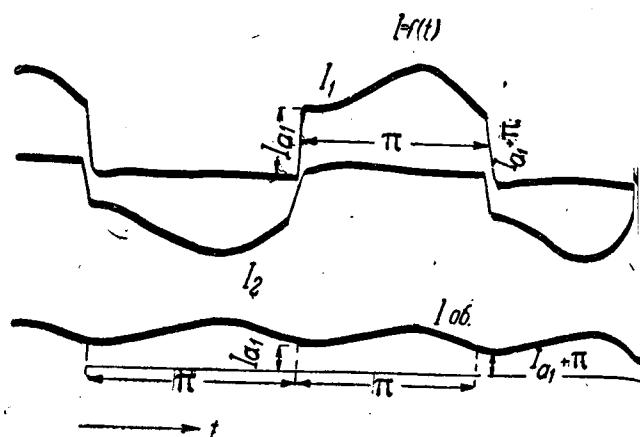


Рис. 11. Осциллограмма тока двигателя

или сокращенно

$$I = I_1 \sin(at - \varphi_7) - I_{2-1}' - \left[ \frac{2I_1 \sin(\alpha_1 - \varphi_7)}{e^{-\frac{R}{L} \cdot \frac{\alpha_1}{a}} - e^{-\frac{R}{L} \cdot \frac{\alpha_1 + \pi}{a}}} \right] e^{-\frac{R}{L}t}.$$

Кривые колебания рабочего тока построены уравнениям (27) и (16) при одинаковых данных:  $V_0 = 545$ ;  $E = 159$ ;  $L = 0,06$ ;  $R = 2,6$ ;  $n = 300$  об/мин;  $\alpha_1 = 45^\circ$  (рис. 10). Как видим, эти кривые  $I$  и  $I'$  сливаются, причем колебания их достигают максимума среднего тока. С увеличением отсечки  $\alpha_1$  колебание растет и, наоборот, с уменьшением падает.

Пунктиром указаны аналогичные кривые колебания тока от  $II$  звезды.

Поясним развитую теорию колебаний рабочего тока вентильного двигателя иллюстрацией осциллограммы тока (рис. 11), где для полного анализа заданы не только общий рабочий ток  $I_{ob}$ , но и составляющие его части:  $I_1$  — ток в  $I$  звезде и  $I_2$  — ток во  $II$  звезде.

Для того чтобы осциллограмма тока  $I_1$  не дала в некоторых местах с осциллограммой  $I_{ob}$  одинаковых результатов, токи  $I_1$  и  $I_2$  имеют в двигателе одинаковое направление. Осциллограмма снята при следующих условиях: вентильный двигатель имел независимое возбуждение  $I_b = 26$  А. Положение коммутатора сети  $\alpha = 18^\circ$ . Число оборотов вентильного двигателя  $n = 720$  об/мин. Амплитуда напряжения сети (трансформатора)  $V_0 = 620$  В. Положение коммутатора сети  $\alpha = 18^\circ$ . Сопротивление общее  $R = 2,6$ . Амплитуда напряжения сети  $E_0 = 300$  В. Масштаб токов для  $I_1 = 1$  мм  $= 0,94$  А;  $I_2 = 1$  мм  $= 1,22$  А;  $I_{ob} = 1$  мм  $= 2,6$  А.

При нахождении констант  $K_1$  и  $K_2$  уравнений (25) мы положим в основу условие

$$I_{\alpha_1} = I_{\alpha_1 + \pi}.$$

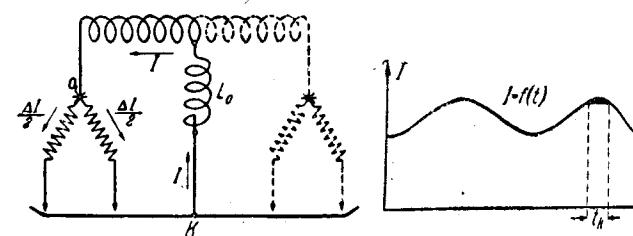


Рис. 12. Распределение изменений тока по фазам (измененность динамического равновесия).

Рис. 13. Волна колебаний тока коммутации.

одно по осциллограмме (рис. 11), это условие исто в действительности (кривая  $I_1$ ). То же сказывает кривая  $I_{ob}$ , т. е. ток вентильного двигателя через каждые промежутки, равные  $\pi$ , проходит одно и то же значение  $I_{\alpha_1} = I_{\alpha_1 + \pi} = I_{\alpha_1 + 2\pi} = \dots$

то тока  $I_1$ , находящаяся между значениями тока  $I_{\alpha_1}$ , и есть искомая кривая  $I = f(t)$  колебания тока [уравнения (19) и (27)].

**влияния колебания рабочего тока на коммутацию.** Время коммутации напряжения между точками  $I$  (рис. 12) в  $n$ -й,  $(n+1)$ -й фазе равны [уравнение (27)] и поэтому всякое изменение тока  $I$  на  $\Delta I$  будет меняться по фазам поровну (рис. 12); поэтому приирующем контуре добавочное суммарное падение напряжения  $+R \frac{\Delta I}{2} - R \frac{\Delta I}{2}$  будет равно нулю, следовательно, динамическое равновесие контура не изменяется.

влияние изменения рабочего тока  $I$  на величину  $\Delta I$  будет сказываться в том, что ток  $I_k$  для конца коммутации фазы должен достигнуть величины  $I_1 + \Delta I$ .

т. е. коммутация затягивается на время, необходимое для коммутации дополнительного тока  $\frac{\Delta I}{2}$ .

Следовательно, коммутация должна быть рассчитана для  $I'$ , равный среднеарифметическому значению токов, соответствующих началу и концу коммутации.

т. е.  $I' = \frac{I_1 + I_2}{2}$ , где  $I_1$  — рабочий ток в начале коммутации и  $I_2$  — ток в конце коммутации.

Как волна колебаний тока (рис. 13), устанавливается положением волны напряжения сети и углом коммутатора сеть  $\alpha_1$  (рис. 10), может занять относительно к синусоиде напряжения фазы, следовательно, и времени коммутации, любое положение.

то следует рассчитывать коммутацию с фазы на самый тяжелый случай, т. е. когда рабочий ток проходит через свой максимум и очень мало изменяется (рис. 13), интервал  $t_k = \frac{\beta_0}{b}$ .

Погрешность влияния колебания рабочего тока на коммутацию дает возможность экспериментально снять две кривые коммутации  $I_k = f_2(t)$  при колеблющемся рабочем токе  $I = f(t)$  приводить к кривым коммутации  $I_k = f_1(t)$  для неизменного по величине рабочего тока  $I = const$ , что соответствует теоретически выведенным уравнениям  $I_k = f(t)$  (см. „Электричество“), где при выводе уравнения коммутации брали

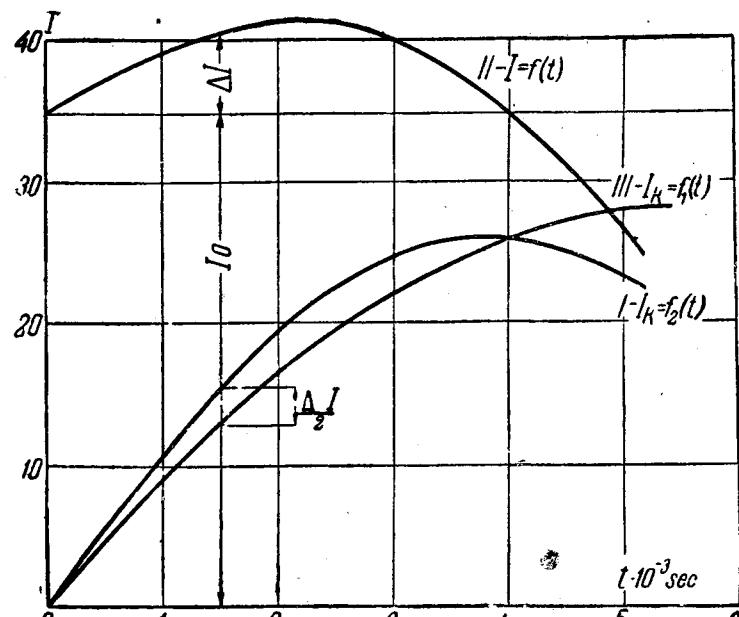


Рис. 14. Экспериментальная кривая коммутации

в основу  $I = const$ . Для того чтобы сделать это приведение, мы по осциллограмме колебания рабочего тока находим для каждого момента времени прирост тока  $\Delta I$  и корректируем экспериментально снятую кривую коммутации  $I_k = f_2(t)$  на  $\frac{\Delta I}{2}$ , т. е. из  $I_k$  вычитаем  $\frac{\Delta I}{2}$ .

На рис. 14 для примера показаны  $I$  — кривая коммутации  $I_k = f_2(t)$ , снятая экспериментально при следующих данных:  $E_0 = 342$  В,  $n = 700$  об/мин;  $\gamma_1 = -3^\circ$ ;  $R = 1,54$  Ом;  $L = 0,014$ ;  $I_0 = 35,2$  А.  $II$  — кривая колебаний рабочего тока  $I = f(t)$ , снятая экспериментально, одновременно с кривой  $I$  (откуда находим  $\Delta I$ ),  $III$  — кривая коммутации  $I_k = f_1(t)$ , скорректированная на  $\frac{\Delta I}{2}$ .

Или можно производить обратные расчеты. Имея уравнение коммутации  $I_k = f(t)$  для случая  $I = const$  и уравнения (16) и (27) колебания рабочего тока  $I = f(t)$ , легко построить действительную кривую коммутации с учетом колебания рабочего тока.

При заданном  $\gamma_1$  и  $I_{cp} = const$  будем иметь семейство кривых коммутации  $I_k = f_2(t)$  в зависимости от положения коммутации  $t_k$  по отношению к волне колебания рабочего тока.

# ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВА

## Освоение новых мощностей и себестоимость энергии в районном электрохозяйстве

Инж. М. Н. Грановская  
Энергетический  
Академии

Электрохозяйство является одной из таких отраслей, которые, по существу, заново были созданы за время революции. Мощность электростанций в настоящее время по сравнению с 1916 г. выросла в 5 раз, их выработка поднялась выше чем в 6 раз, а протяженность высоковольтных передач увеличилась больше чем в 100 раз. Резко изменилась структура станций как по мощности, так и по энергетической базе и по эксплоатационным параметрам. Половина установленной мощности стала работать на гидроэнергии и на местном топливе, выросли комбинированные теплоэлектроцентрали. Образовались мощные энергетические высоковольтные кольца—Московское, Ленинградское, Горьковское и Донецкое и др., стоящие на уровне крупнейших западноевропейских систем. Этот процесс роста новой техники сосредоточивается, главным образом, в крупном районном электрохозяйстве, являющемся в настоящее время и в количественном и в качественном отношениях преобладающим и ведущим сектором электрохозяйства.

Вместе с тем электрохозяйство качественным в соответствии с социалистической реконструкцией всего народного хозяйства страны.

Наиболее общим, синтетическим с народственной точки зрения показателем освоения техники является уровень себестоимости. Продуктивность труда на предприятиях в ее материальном выражении отражает, главным образом, условия производства, характерные для одной установки, себестоимость же через цены определяет производительность труда) всех связанных с предприятием других отраслей народного хозяйства.

Себестоимость может быть рассматриваема денежной форме (бухгалтерская калькуляция) материально-техническом выражении (технико-калькуляция), т. е. со стороны тех отдельных расхода топлива, рабочих сил и пр., которые являются на производство единицы продукта, в случае 1 kWh.

Диаграмма 1 представляет данные по динамике себестоимости на районных станциях Главэнерго также и на местных коммунальных станциях.

Таблица 1  
Динамика себестоимости электрической энергии на районных и местных станциях СССР

№ по порядку	Годы	Себестоимость 1 kWh на шинах станции		Себестоимость 1 kWh у абонента		Себестоимость 1 kWh на местных станциях	
		Главэнерго <sup>1)</sup>		Главэнерго			
		в коп.	% к предыдущему году	в коп.	% к предыдущему году		
1	1925—1926	4,98	—	100,0	7,68	—	
2	1926—1927	4,70	94,3	94,3	7,22	94,0	
3	1927—1928	3,62	77,0	72,7	5,92	73,2	
4	1929	3,34	92,2	67,2	5,20	87,8	
5	1930	3,20	96,0	64,3	4,68	90,1	
6	1931	3,67	114,6	73,7	5,06	108,0	
7	1932	4,30	117,0	86,3	5,83	115,0	
8	1933 (план)	3,98	92,5	80,0	5,6	96,2	

На диаграмме даны, кроме того, кривые энерго и Ленэнерго, поскольку эти наиболее крупные энергетические системы оказывали большое влияние на суммарные данные по всему Главэнерго (себестоимости по Главэнерго почти все время полагалась внутри кривых Мосэнерго и Ленэнерго и поскольку они также отражают общие для электростанций тенденции развития. Эти кривые демонстрируют прежде всего значительное снижение себестоимости.

1) Мы не приводим в таблице средневзвешенных данных себестоимости РЭС до 1925/26 г., поскольку до тех пор не было единой калькуляции и единой отчетности. С другой стороны, Мосэнерго и Ленэнерго, показанные в диаграмме, играли большую роль в экономике РЭС за эти годы и поэтому достаточно разрознены их общую динамику.

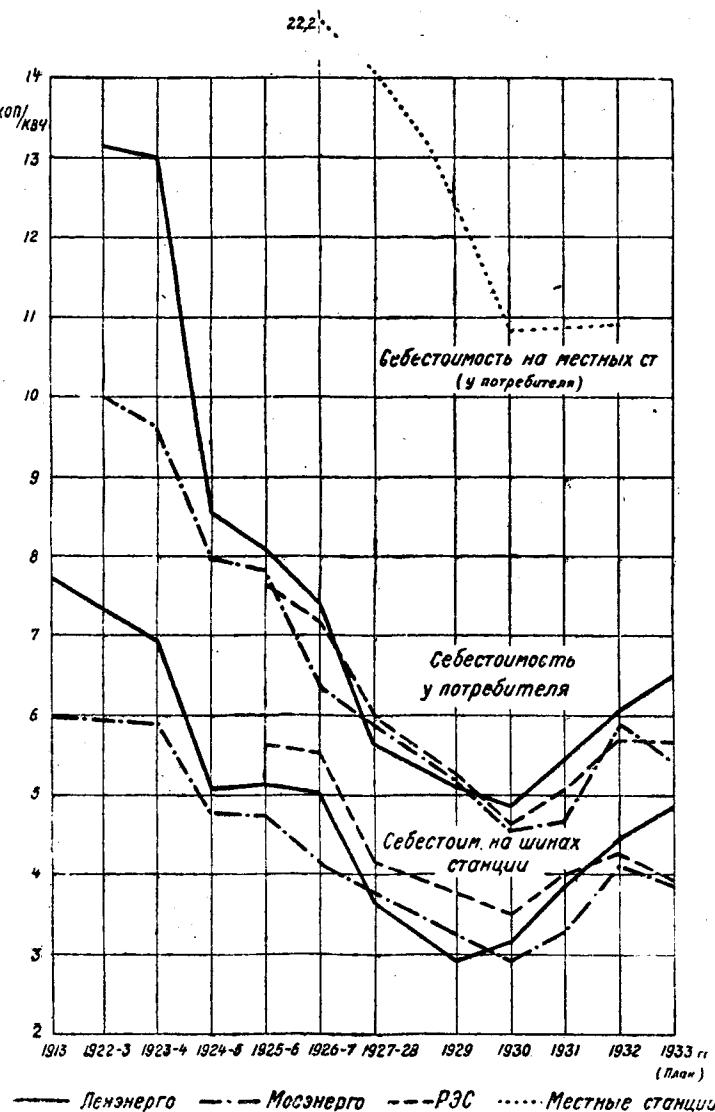


Рис. 1. Вологодская областная универсальная научная библиотека

ности за годы революции. Диаграмма показывает, что в районных станциях по сравнению с комм. себестоимость которых больше чем на 10% превышает себестоимость на районных. Темпов снижения себестоимости на шинах и у потребителя выявляет более быстрые снижения себестоимости у потребителей, отразившееся на себестоимости, что снижение расходов по распределению идет быстрее, чем по производству электроэнергии. На это же указывает и соотношение между двумя соответствующими себестоимостями на шинах и себестоимостью потребителя. Далее, бросается в глаза замедление в 1930 г. темпа снижения себестоимости и переворот в 1930 г. в направлении резкого повышения. Среднее снижение себестоимости на шинах по сравнению с 1925—1926 гг. до 1930 г. было 9% и на шинах потребителя—10%. Потребитель себестоимости на шинах станций с 1930 г. включительно, также по отношению к себестоимости 1925—1926 гг., выразилось в 22%, или в год, и у потребителя—по 8% в год. В производственном распределении также положительную, тормозящую повышение себестоимости роль.

В 1931 г., однако, намечается преодоление тенденции к снижению и перегиб кривой снова в сторону снижения себестоимости.

Все основания ожидать, что 1933 г. действует будет переломным в сторону преодоления производственных тенденций, и намеченный план снижения себестоимости будет выполнен.

Себестоимость на шинах за первое полугодие 1933 г. по Главэнерго снизилась по сравнению с 1932 г. до 4,04 к (во втором квартале 1933 г.), т. е. на

затраты на условного топлива на 1 kWh, отнесенные к шинам, снизился на 6% с 0,84 до 0,79 kg производительность труда на 1 рабочего поднялась

также вследствие роста потерь и слабой передачи в органах сети себестоимость у потребителя в первом полугодии снизилась гораздо менее, чем на 1%, а именно всего на 1%, что угрожает срывом успехов на станциях.

Основными факторами, повлиявшими на снижение себестоимости за прошедшие годы, были: 1) концентрация мощностей, 2) сдвиги в энергетической базе—переход гидростанций и рост производства на местном топливе, 3) рост коэффициента использования установленной мощности.

Однако, стал возможен за последние два года недопустимый рост себестоимости? Перестали действовать те основные факторы, которые обусловили снижение себестоимости до 1931 г.?

Факторы, как показывают нам отчетные данные, продолжали действовать и развиваться и в 1931 г. 1931 г. был годом максимального ввода новых мощностей на районных станциях. По станциям Главэнерго было введено в 1931 г. 827 MW против 685 MW в 1930 г. и 685 MW в 1932 г., главным образом в виде крупных высококачественных агрегатов. Концентрация мощностей при этом также все повысилась. Коэффициент использования установленной мощности был равен в 1931 г. 42,0% против 40,2% в 1932 г.—41,5%). Коэффициент использо-

вания использования установленной мощности в значительной степени было обусловлено наличием "мертвой" мощности 500 тыс. kW, которая не могла быть использована вследствие разницы между отдельными частями оборудования (одним образом между машинами и котлами).

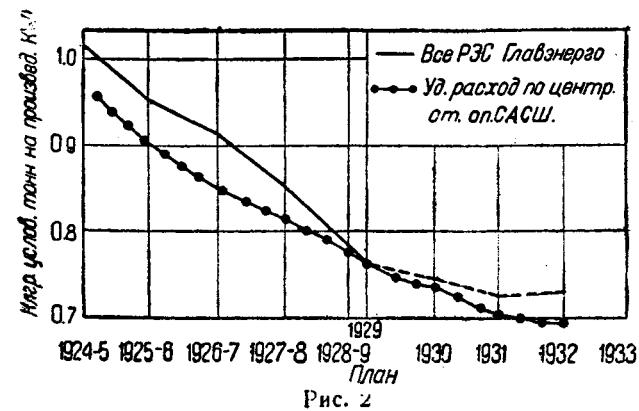


Рис. 2

вания максимума соответственно—4 200 час. в 1930 г., 4 550—в 1931 г. и 4 560—в 1932 г. Использование же установленной мощности в первом полугодии 1933 г. выражалось в 41,3% с учетом слабо использованной Днепрогэс; без нее коэффициент использования около 46%, несмотря на то, что первое полугодие вообще дает снижение нагрузки.

Рост использования гидростанций и местного топлива выражался в следующих цифрах: на гидростанциях было произведено в 1930 г. 392,8 млн. kWh, в 1931 г.—414,7 млн. kWh, в 1932 г.—688 млн. kWh. Торфа сожжено в 1930 г. 1 076 000 t условного топлива, а в 1931 г.—1 335 000 t, в 1932 г.—1 288 000 t. Местных углей было соответственно сожжено в 1930 г. 106 000 t, в 1931 г.—470 000 t, в 1932 г.—780 000 t.

Таким образом повышение себестоимости произошло, несмотря на то, что районное электрохозяйство имело большие возможности для дальнейшего снижения ее.

Каковы же причины этого?

Прежде всего установим, насколько основательны обычные жалобы на вздорожание топлива как на главную причину повышения себестоимости.

Возьмем 1932 г. По официальным отчетным данным Главэнерго топливо в 1932 г. в среднем обходилось в 29,47 коп. за условную тонну против 24 р. 90 к. в 1931 г., т. е. рост цен был очень значителен—на 18,5%. Принимая во внимание, что топливо представляет по своему удельному весу около 40% в себестоимости, мы при прочих равных условиях должны были бы получить повышение себестоимости на шинах потребителя на 7—8%. Фактически же себестоимость повысилась свыше 15%. Однако, как мы видели выше, были в наличии не "прочие равные условия", но очень сильные факторы снижения себестоимости. Роль повышения цен на топливо должна была и могла бы быть перекрыта снижением материально-технических расходов и прежде всего удельного потребления топлива.

Между тем данные о динамике удельного расхода топлива показывают совершенно незначительное по сравнению с возможностями понижения его замедляющийся за последние годы темп этого понижения (диаграмма 2), а по торфяным станциям даже резкое повышение.

В то же время внутри отдельных групп станций мы видим значительную неравномерность этого показателя, а это свидетельствует о том, что и при тех же условиях могли быть достигнуты лучшие результаты. Приведем данные по ряду крупнейших станций (табл. 2).

Эта неравномерность не может быть объяснена только особенностями оборудования, так как у всех выше-приведенных станций оборудование новое и высокоэкономичное. Условия топливоснабжения по всем торфяным, как и внутри группы пылеугольных, были также почти одинаковы.

Таблица 2

№ по порядку	Название станций	Установленная мощность 1/1—1933 г. MW	Удельный расход топлива на 1 отпущенный с шин kWh в kg усл. топлива					
			1930 г.	1931 г.	1932 г.	1933 г. <sup>3)</sup> 1 пол. год.	% к 1932 г.	
<b>На торфу</b>								
1	Шатурская . . . . .	136	0,63	0,68	0,716	0,678	94,8	
2	Горьковская . . . . .	158	0,70	0,71	0,717	0,715	99,7	
3	Красный Октябрь . . . . .	111,0	0,75	0,74	0,851	0,878	103,2	
4	Ивгрэс . . . . .	75,0	—	1,02	0,682	0,586	86,0	
<b>На пыли</b>								
5	Кашира . . . . .	186	0,91	0,77	0,743	0,704	94,8	
6	Штеровка . . . . .	152	0,92	0,85	0,820	0,788	96,2	
7	Зуевка . . . . .	150	—	0,88	0,808	0,730	90,4	
8	Чугуевская . . . . .	45,5	1,02	0,79	0,725	0,753	104,0	
9	Шахтинская . . . . .	66,0	0,99	0,78	0,784	0,755	96,3	

Интересно, далее, что в 1932 г. торфяные станции показывают ухудшение, между тем, как общеизвестно, что качество торфа в 1932 г. значительно лучше, чем в 1931 г. Правда, в первом квартале 1932 г. станции еще пользовались торфом 1931 г., но все же улучшение качества торфа 1932 г. должно было сказаться на общегодовом итоге, чего, однако, не случилось. При прочих равных условиях разные станции по-разному реагировали на топливные затруднения, и, как показывает пример Ивгрэса, могли резко улучшить эксплоатационные показатели. Совершенно ясно, что не объективные причины привели к резкому ухудшению показателей и на прочих торфяных станциях.

Такая же картина и на пылеугольных станциях, хотя именно эта группа наиболее быстро понижала свой

3) Предварительные данные.

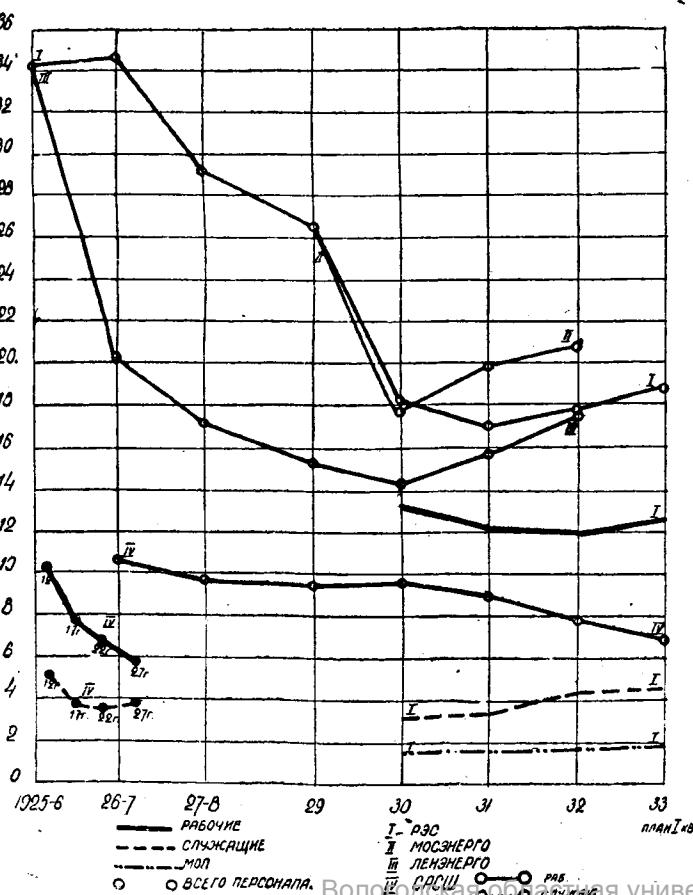


Рис. 3. Вологодская областная универсальная научная библиотека

удельный расход. Одни станции работают читательно лучше других, не менее мощных и ски передовых. Кашира, использующая отбросы московского угля из отвалов, идет впереди и других донецких крупнейших станций, имеющих более высококачественный штыб. Но дешевые станции еще не освоили своего оборудования, еще не достигли гарантированных заводчиками к. п. д. и значительно отстали от уровней буроугольных и пылеугольных немецких и азиатских станций, имеющих такое же оборудование, скитающихся приблизительно аналогичное топливо.

Как сказался рост новой техники на количественной рабочей силы, на производительности на расходах на зарплату? Диаграмма 3 даёт представление о динамике количества занятого персонала на 1000 установленных кВт по всем станциям энерго и отдельно по Мосэнерго и Ленэнерго. Сравнения приведены средневзвешенные для всех станций общего пользования САСШ.

Совершенно закономерно в связи с ростом мощностей и их концентрации происходит прохождение занятого на 1000 установленных кВт персонала до 1930 г. Однако с 1930 г. мы наблюдаем общий процесс роста занятой рабочей силы в 1932 г., начале 1933 г. станции возвращаются к уровню 1927—1928 гг., а по Ленэнерго даже к уровню 1927—1928 гг., несмотря на большую концентрацию мощностей, которая должна была бы содействовать резкому снижению количества занятых на единицу мощностей рабочих.

Нижеприводимые данные (табл. 3) показывают же, как и по расходу топлива, большую неравноть количества занятого на крупных районах персонала.

№ по порядку	Название станции	Установленная мощность на 1/1 1933 г.	Кол-во персонала
<b>На торфу</b>			
1	Горьковская . . . . .	158	152
2	Шатура . . . . .	136	136
3	Красный Октябрь . . . . .	111	111
4	Ивгрэс . . . . .	75	66
<b>На пыли</b>			
5	Кашира . . . . .	186	186
6	Штеровка . . . . .	152	152
7	Зуевка . . . . .	150	150
8	Шахтинская . . . . .	66	66
<b>На рядовом угле</b>			
9	Челябинская . . . . .	99,0	99,0
10	2-я Московская . . . . .	88,5	88,5
<b>Гидростанции</b>			
11	Днепровская** . . . . .	310	310
12	Волховская . . . . .	66	66

Никакой закономерности из этих цифр устремлять нельзя, так как станции более мощные и, следовательно, должны иметь относительно меньшую рабочую силу, имеющую ее больше и наоборот. Более логичных немецких и американских станций на 1 кВт на 5—10 раз меньше.

Эти данные с несомненностью говорят о излишках рабочей силы, о перестраховке и перенаселении станций персоналом.

1) По данным главэнерго.

2) Среднее количество персонала по спискам за 1932 г.

3) На июнь 1933 г.

из фактических (табл. 4) данных по росту производительности труда и зарплаты за 1931 и 1932 гг. имеется в то же время значительный перерасход на зарплаты.

Таблица 4

	Рост производительности труда в % с 1930 по 1932 г.	Рост среднемесячной зарплаты в % с 1930 по 1932 г.
Уралэнерго . . . . .	119,5	129,5
Донсевукрэнерго . . . . .	112	133
Ивановскэнерго . . . . .	102	133

Если принять за 100%, то производительность всем станциям Главэнерго поднялась всего

также зарплата возросла значительно больше, а именно на 33%.

Следует отметить, что такое явление отразилось в стойкости повышения себестоимости. Но также совершенно очевидно, что технически и экономически это несогласованно между ростом производительности и зарплаты не является необходимым, что рост технического совершенства и мощностей и после 1930 г. так же, как и того, если не в большей степени должен был привести относительное снижение количества занятых и отсюда снижение общего фонда зарплаты вполне законном и необходимом повышении индивидуальных ставок.

Характеристики качества работы электростанций важно также остановиться на вопросе об аварийности.

Аварийность за последние годы на станциях и в сетях электрических станций значительно увеличилась. По всему энергетическому сводному данным нет, но по отдельным районным управлениям динамика следующая (табл. 5):

Таблица 5

Название об'единений	Количество аварий по вине станций и сетей			
	1930 г.	1931 г.	1932 г.	1-е полугодие 1933 г.
	Всего			
Уралэнерго . . . . .	1 174	1 351	1 438	693
Донсевукрэнерго . . . . .	951	1 423	2 377	882
Ивановскэнерго . . . . .	13 943 <sup>4)</sup>	4 344 <sup>4)</sup>	1 677 <sup>4)</sup>	1 677 <sup>4)</sup>

Как можно видеть из отчета (составленного группой анализа производства сектора эксплуатации Главэнерго) о работе районных станций на I квартал 1932 г., рост аварийности в преобладающем числе случаев должен быть объяснен недостатком правильно технического руководства, слабой рабочей дисциплиной, недостаточной квалификацией допускаемых ответственным участкам производства работников. Основания думать, что в 1931 и 1932 гг. действовали другие причины.

Лучше всего иллюстрируется эта мысль признания официального отчета Главэнерго за I квартал 1932 г.

Что констатирует отчет:

Из имеющегося материала (аварийные листки) можно сделать, что значительная часть аварий явилась следствием недостаточного руководства: подавляющее большинство аварий этого квартала произошло из-за

несовершенства эксплоатации и, главным образом, из-за ошибок персонала. Это особенно может быть отмечено в отношении Уралэнерго, Донсевукрэнерго, Ивановскэнерго и Севкавэнерго.

В основном эти аварии могут быть разбиты на следующие группы:

1. Недостаточный уход и обслуживание оборудования.

2. Падение трудодисциплины.

3. Аварии из-за ошибок персонала.

Примером первого можно привести частые аварии из-за непротирки изоляторов от пыли, пробой обмоток моторов вследствие накопления грязи и сырости, выключения агрегатов (как, например, трансформаторов из-за понижения уровня масла), поломка топок (Кизеловская газовая электростанция) из-за большого накопления золы, поломка топливоподачи (Челябинская газовая электростанция), вызвавшая недопуск энергии в 500 000 kWh.

Примером второго необходимо привести вынужденный останов станции (Артемгэс) из-за отсутствия топлива в бункерах, хотя на складе станции был достаточно запас топлива. Аналогичный случай на Ивановской ТЭЦ—останов станции из-за отсутствия топлива в бункере.

Затем наблюдаются отлучки дежурных с постов. Так, например, в Белэнерго во время аварии в машинном зале не оказалось на месте машиниста. А при ликвидации аварии на Челябинской ТЭЦ весь обслуживающий персонал в количестве 35 чел. сбежался в пульт управления.

И, наконец, аварии из-за ошибок персонала. Сюда нужно отнести:

1. Выключения разъединителей под нагрузкой.

2. Несинхронные включения генераторов.

3. Ложные выключения агрегатов.

4. Ошибки из-за несогласованных действий и др.

Примеров по этим рубрикам можно привести, весьма много, так как эти аварии встречаются почти в каждом районе, являясь следствием отсутствия инструктажа».

Прошедшая в начале августа конференция ударников электростанций и электросетей Московской области, созданная Московским комитетом партии, также подчеркнула, что главной причиной многочисленных аварий на предприятиях Мосэнерго явилась распущенность, безответственность, обезличка, слабость трудовой дисциплины на станциях и электросетях. Достаточно привести примеры одновременного сна всех дежурных по котельной на станции им. Классона, пьянику, устроенную на 1-й Московской станции как раз во время работы областной конференции ударников, ремонты по воздушной и кабельной сетям под током, приводящие к авариям (Бутырская подстанция) и т. д. Постановление МК о работе электростанций от 17/VII со всей силой направлено против носителей той теории, которая считает, что «аварии—явление неизбежное». МК констатирует, что во всем хозяйстве Московской области нет такой плохой и позорной работы, как на электростанциях.

Происшедшее за последние годы повышение себестоимости обязано не объективным причинам, а неумелому техническому руководству, недостаточному освоению новых мощностей, накоплению на станциях излишка рабочей силы и неудовлетворительному канцелярско-бюрократическому хозяйственному руководству. Хозрасчет еще не сделался на районных станциях решающим методом оперативного руководства. Учет (технический, бухгалтерский, статистический) не внушает доверия. Соцсоревнование и ударничество проводится в ряде случаев формально, рационализаторская работа не поставлена, рабочие массы не вовлечены в дело улучшения производственного процесса.

Вместе с тем необходимо со всей серьезностью поставить вопрос о работе топливных организаций, которые совершенно не выполняют своих обязательств по нормальному снабжению электростанций. Кондиционные условия по качеству топлива, как правило, не выдерживаются, торф идет с недопустимой влажностью в 60 и выше процентов, качество подмосковного угля все ухудшается, сроки и количество поставок совершенно не соблюдаются, и станции зачастую не имеют сколько-нибудь нормальных запасов топлива. Такое положение впредь должно быть прекращено.

Указанные недочеты в работе электростанций можно и нужно в ближайшее время изжить и выявить те значительные неиспользованные резервы для улучшения эксплоатации, которые на станциях имеются.

Что это можно сделать, показывает хотя бы тот факт, что на ряде станций в 1931 и 1932 гг. себестоимость не поднималась, а снижалась. Годовой отчет Главэнерго за 1931 г. сообщает следующие данные по районным управлениям (по отдельным станциям данные не приведены). Снижение себестоимости произошло в 1931 г. по отношению к 1930 в Северо-кавказском управлении на 20%, Нижноленерго—37,3%, Уралэнерго—15,9%, Запсибэнерго—9,3% и Закавказскому управлению—42%.

В 1932 г. снижение себестоимости дали следующие станции: Ивгрэс на 33,8%, Яргрэс—21,5%, Севдонгрэс—22,1%, Чугуевская—4,3%, Каширская—4,5%, 1-я Мгэс—0,8%, 2-я Лгэс—7%, Челябинская на 3,9%.

В первом полугодии 1933 г. имело место также далеко неравномерное снижение себестоимости.

Наряду с районами, дающими значительное сниже-

ние (Горьэнерго, Ивэнерго), ряд других обнаружил небольшой сдвиг, а некоторые даже даже не себестоимость (Белорусский комбинат, Уралэнерго).

Таким образом можно констатировать, что наших районных станций имеется еще наряду с достижениями много серьезнейших недостатков, которые мешают быстрому освоению новых возможностей и налаживанию бесперебойного обслуживания электроэнергией народного хозяйства.

Для того чтобы устранить эти недочеты, необходимо наряду с правильным планированием и руководством всей работой энергетических систем в ближайший срок выполнить указания т. Кагановича, им на Московском областном слете ударников электростанций, а именно:

- Поднять чувство ответственности у всех работников, и в особенности у ИТР, за порученную работу, памятую об исключительном значении технических установок для промышленности и всемирного хозяйства страны.

- Решительно овладеть техникой и поднять культуру ремонта и обслуживания механизмов. Повысить трудовую дисциплину. На станциях должна быть новлена строжайшая дисциплина, ибо слишком легкая работа и не дремлет классовый враг.

- Беспощадно бороться с канцелярско-бюрократическими методами руководства, за живое наблюдение и пример в работе со стороны руководящих, и не инженерно-технических работников.

- Ударникам вести за собой весь коллектив и организовать рабочих и ИТР на борьбу образцовой работы электростанций.

## ЗА РАЦИОНАЛИЗАЦИЮ ТЕХНИЧЕСКОГО ЯЗЫКА

### О современной радиотехнической терминологии

А. Литвиненко  
Москва

Вопросам терминологии в русской радиотехнической литературе уделяется мало внимания. Ведется систематическая работа во всех областях радиотехники, устанавливаются новые понятия, открываются новые явления, создаются новые устройства, а одновременный процесс развития терминологии идет стихийно, предоставленный самому себе.

Придумываются иногда удачно, иногда совсем неудачно новые термины, чаще всего просто переписываются русскими буквами иностранные выражения; терминология умножается, усложняется, но никто не ставил еще серьезно задачи систематизировать этот длинный реестр терминов, дать точное определение соответствующих понятий, выделить термины, имеющие тождественное значение, указать на ряд понятий, не имеющих для своего выражения общепринятых терминов.

Работа над терминологией считается делом второстепенного значения.

Но что такое термин вообще и какое место принадлежит ему в процессе научного исследования? Всякая система научного или технического знания состоит из ряда понятий, определенным образом связанных между собою. Развитие этого знания и сообщение его невозможно без его выражения в слове. До слова мы имеем смутное предчувствие, томительное, напряженное искание, и только в слове наша мысль находит свое завершение. В отличие от слов, встречающихся в обыденной жизни или в поэзии, слова, служащие для выражения научных или технических понятий, должны иметь всегда один строго определенный смысл, устанавливаемый соответствующей системой понятий. Такие слова мы называем терминами.

Терминология данной отрасли знания есть тот основной материал, из которого слагается это знание. Недостатки терминологии естественным образом обуславливают неопределенность соответствующих понятий и могут представить и долгосрочные затруднения для развития данной отрасли знания.

В идеальном случае каждое отдельное понятие должно выражаться одним определенным термином, и, наоборот, каждый определенный термин должен иметь одно определенное значение. Но в действительности это требование часто нарушается,—одно и то же выражение иногда различными терминами, а один и тот же термин нередко имеет несколько значений, т. е. несколько различных понятий выражаются тождественными по внешности терминами, текущими из этого затруднения при исследовании, изложении, подавании очевидных.

Термин как член некоторой системы знания должен удовлетворять определенным логическим требованиям, термин как слово должен подчиняться законам данного языка. Нельзя для выражения либо понятия брать произвольное сочетание звуков или графических знаков.

Математические и химические формулы предполагают свою систему определений, которые могут быть выражены только в весной форме. Научное знание вообще может развиваться только на основе живого языка. Но слова, встречающиеся в обыденной или поэзии, имеют обычно смысл, недоступный строгому языку и раскрывается лишь в связи с общим смыслом фразы или поэтического произведения. Каждый такой "образ" можно разложить на неограниченный ряд логически определимых моментов, и различные "образы" могут иметь тождественные, логически одинаковые моменты.

Так, слово "образ" замирать, раскрывающееся, например, в выражениях: природа замирает, сердце замирает, птицы замирают в себе указание на целую совокупность отношений, которые можно разложить на неограниченный ряд моментов, прекращающих какого-либо действия, временное ившееся сходство с миром на основе внутренней сосредоточенности в себе силы и т. д. и т. п.

Первый из указанных моментов заключается между природой и "образом" затухать,—костер затухает, звук затухает.

Для выражения научного понятия слово "образ" должно подвергнуться существенному преобразованию. Из данного слова "образ"

только один какой-либо момент его, входящий в определенное соответствующего научного понятия. Впрекращения какого-либо действия, общий „образ“ затухания, входит также и в определение своеобразного напряженности электромагнитного поля, наблюдаемого в отдалении от передатчика. Это дает нам основание для обозначения рассматриваемого явления термины замини затухание, но так как термин затухание уже применяется в радиотехнике в ином смысле, то в данном случае можно использовать термин замирание.

Образование термина внешняя фонетическая и графическая форма слова остается прежней, но это не должно вводить заблуждение. Слово-термин имеет по существу совершенно иную, чем соответствующее ему слово-„образ“.

Мы для термина берется слово-„образ“ не в первоначальной форме, а в виде корня, от которого производится новое слово измени словообразования данного языка. При дальнейшем различии от данного термина может образоваться ряд производных терминов, не связанных уже непосредственно со словом-„образом“.

Естественный процесс образования терминов повторяется раз при первом знакомстве с данным понятием. Впервые для данного термина, мы приходим к его точному и полному, через соответствующий „образ“. Конечно, это возможно в том случае, когда для термина берутся слова знакомого, слуха, — родного языка. И хотя впоследствии, ознакомившись строгим определением термина, мы можем забыть о связанных „образах“, и хотя с точки зрения данной отрасли знания принципиально безразлично, берем ли мы для термина слова из родного или образовываем новые слова, заимствуя корни из других, — все же для облегчения первого знакомства с научным языком и для развития языка желательно не нарушать естественного процесса образования терминов.

При образовании терминов можно из слова-„образ“ про-

сто выбирать любой момент и так как различные „образы“

иметь тождественные, логически определимые моменты, то

перевод иностранных терминов нет никакой необходимости

быть лежащие в основе их „образы“.

Что замирание выполняет на русском языке ту же функцию, слово fading (от to fade — увядать) на английском языке. Но фединг, или уже совершенно варварское „фадинг“ представляет искусственное сочетание звуков, не имеющее само по себе смысла на русском языке, и лицу, незнакомому с английским, приходится это новое звукосочетание и связываемый смысл заучивать механически. Лишь в тех случаях, когда на языке нельзя образовать слова, необходимого для выраженного понятия, приходится прибегать к заимствованиям из языков.

Пытается оправдать применение иностранных терминов — в современном существовании тождественных с ними по смыслу выражений — стремлением к „интернационализации“ термина. Но такое стремление основано на недоразумении. Перефразийский, например, термин в чуждую ему стихию русского мы подвергаем его настолько глубокому преобразованию, что даже сомневаться, остается ли что-либо вообще от английского термина. Всякое английское слово связано прежде всего с языком фонетикой. Слово fading в фонетическом отношении мало напоминает русское фединг. Еще меньше сходства между ним имеет русское фединг в словосочетаниях — борьба за мир, устранение фединга, статья о фединге.

Смыслу слово fading также органически связано с английскими словами fade, fady, fadingness. Слово фединг вырвано из этой языковой связи, и сколько бы русский человек ни вдумывался слово, никогда оно не наведет его на мысль об увядании, бледности.

Внося английский термин в русский язык, мы в сущности создаем русском языке новое слово, подчиняющееся законам русской фонетики и морфологии и имеющее лишь весьма отдаленное сходство со своим английским прообразом. Но даже и это отдаленное сходство не приближает нас к „интернационализации“ терминологии, так как, например, на немецком языке слово fading существует слово die Schwunderscheinung, а на французском — assentement.

Перенесение термина из одного языка в другой не только не связанный с ним „образ“, но может измениться и самий этого термина. Вообще генетическая связь между двумя языками терминами различных языков не дает еще никакой уверенности в том, что эти термины имеют тождественный смысл.

Ведем пример. 1) Русское „гридилик“ происходит от английского word — утечка сетки; этот термин по своему существу должен характеризовать лишь сопротивление определенной категории и называть, однако, в русской радиолюбительской литературе термином часто называют комбинацию из утечки сетки и параллельного к ней конденсатора. 2) Русское „джек“, означающее штекерный переключатель, происходит от английского слова jack, же в английской литературе по связи означает гнездо.

Происходящие от греческих и латинских корней, также являются языком, как и слова, заимствованные из живых языков. Образованные от одних и тех же греческих или латинских корней, могут приобретать в различных языках разный смысл.

И тогда внешнее сходство их может не только не облегчить, а наоборот, затруднить понимание и создать лишний повод для недоразумений.

Вот еще два примера. 1) Если встретившееся в статье об электронных лампах итальянское слово lampada (от греческого λαρπάτα, родительный падеж — λαρπάδος — факел), равносильное русскому „лампа“,erva ли кто переведет русским „лампада“, то французское diapason (от греческого διά πλῶ — через все, т. е. через все струны) в статье о стабилизации частоты может легко навести на мысль о диапазоне частот, тогда как слово le diapason во французской радиотехнической литературе означает камертон. 2) Русское слово натуралистическая философия далеко не совпадает по смыслу с английским natural philosophy и русский физик ошибется, если будет считать, что журнал „Philosophical Magazine“ посвящен философским вопросам.

Международная научная терминология возможна лишь при существовании международного языка. Такую терминологию мы имеем в ботанике, зоологии, медицине, отчасти в астрономии. Это латинская терминология, сохранившаяся от той эпохи, когда латинский язык выполнял роль международного языка.

Но различие языков не ставит непреодолимых препятствий для международного научного общения. Общение это затрудняется, главным образом, неопределенностью, несистематичностью терминологии отдельных языков.

Мы считаем вполне естественным, что немцы называют поле по-немецки das Feld, а французы по-французски — le champ, и мы также нисколько не затрудняемся оттого, что немцы фидер называют die Speiseleitung, а французы — la ligne de transmission, но мы совершенно перестаем понимать, о чем идет речь, когда немцы и ультракороткие, и дециметровые, и сантиметровые волны начинают называть одним и тем же термином ultrakurze Wellen, имея в то же время на своем языке для обозначения волн короче 10 м целый ряд удачных и неудачных выражений — Meterwellen, Deziwellen, Zentimeterwellen, schr kurze Wellen, Zwergwellen, Mikrostrahlen.

Чтобы облегчить научное общение между отдельными народами, необходимо прежде всего разработать и систематизировать терминологию в пределах каждого отдельного языка.

## II

Если с точки зрения установленных принципиальных положений мы взглянем на современную радиотехническую терминологию, то мы увидим довольно безотрадную картину.

Быстрое развитие радиотехники за последние пятнадцать лет привело к созданию сотен новых терминов. Для выражения новых понятий часто предлагалось одновременно несколько однозначащих терминов; одни из них не получали широкого распространения, но другие входили во всеобщее употребление, загромождали затемняли изложение. Некоторые основные понятия радиотехники выражались терминами общей электротехники, но в применении к токам высокой частоты эти общие понятия усложнялись, получали дополнительные определения, и термины, приобретая несколько значений, становились двухъязычными, создавая иногда непреодолимые преграды для понимания.

Неразработанность и неточность терминологии представляет особенно большие затруднения при изучении иностранной литературы. Затруднения эти увеличиваются еще тем, что понятия, создаваемые в одних странах, не бывают иногда приняты в других странах, и при переходе от одного языка к другому недостаточно бывает одного перевода терминов, но требуется еще и соответствующая замена понятий.

В странах, не имеющих руководящего значения в радиотехнике, терминология еще более запутывается заимствованиями из других языков. Вместе с терминами, имеющимися на данном языке, применяются однозначающие термины, образованные от иностранных корней. Но наряду с таким, ничем не оправданным излишеством в языке часто не находится слов для выражения новых понятий, и они обозначаются иностранными терминами, которые иногда даже пишутся иностранными буквами. Конечно, такой суррогат терминологии не способствует ни ясности, ни общедоступности изложения.

Чтобы иллюстрировать высказанные здесь общие положения, приведем несколько примеров из современной английской, немецкой и русской радиотехнической терминологии.

Английская и немецкая радиотехническая литература испещрена терминами, имеющими тождественное значение. Одно и то же понятие в пределах одной и той же статьи нередко обозначается тремя, четырьмя различными терминами, и уже самому читателю приходится угадывать, вкладывает ли автор в каждый такой термин особый смысл, или же он применяет эти термины по небрежности, словохотливости, или из-за неуместной любви к так называемой „красоте слова“.

Нужно быть искушенным читателем, чтобы знать, что английские earth и ground<sup>1)</sup> одинаково означают заземление; loop, coil и frame — рамку; lamp, valve, vacuum tube — лампу; reaction (слово retroaction имеет несколько другой оттенок — ретроактивный приемник), regeneration, back-coupling, feed-back — обратную связь; characteristic impedance, surge impedance, matched impedance, bal-

1) Термины, подчеркнутые (разрядка), являются рекомендованными институтом радиотехников (The Institute of Radio Engineers).

sing impedance—волновое сопротивление; но даже и искушенный читатель останавливается в недоумении, когда автор в описании, например, сложной системы антенн, применяет без всяких определений ряд терминов, которые могут иметь и тождественное значение, и могут в то же время означать различные понятия. Например, хотя и существует вполне определенное различие между терминами: antenna (вся радиосеть), aerial (воздушная сеть), antenna array (направленная система элементарных антенн, питаемых от общего источника), dipole (диполь), doublet (диполь), radiator (излучатель), однако нередко почти все они применяются как эквивалентные.

Немцы немногим уступают англичанам и американцам в разнообразии своей терминологии. Трансформатор они называют Übertrager и Transformator и Wandler генератор—и Generator и Oszillator и Sender, причем Sender означает также и передатчик. Поверхностный эффект называется по немецки Stomverdrängung, Hauptwirkung, ober flächenbeschaffenheit, Skineffekt; лампа с переменным коэффициентом усиления—Exponentialröhre, Röhre mit veränderlichem Durchgriff, Röhre mit variablem Verstärkungsfaktor, Röhre mit schleimpser Charakteristik.

Наряду с однозначащими терминами в английской литературе странным образом уживаются термины, имеющие целый ряд самых разнообразных значений. Например, английское airtight означает в радиотехнике и выходные зажимы, и выходной контур, и отдаваемое напряжение, и отдаваемый ток, и отдаваемую мощность. Столько же значений имеет и термин input. Английское pick-up означает и адаптер для воспроизведения музыки с граммофонных пластинок, диафрагму микрофона, и прием сигналов антенной, и проникновение помех в какую-либо часть приемного устройства.

Чрезмерная пестрота и неустойчивость терминологии создает неопределенность близких по значению терминов. Так, сами немцы путаются в обозначениях вспомогательных сеток пентода и не всегда согласны между собою что называть Schutzgitter, а что Schirmgitter. Англичане не дают должного различия между выпрямителем и детектором, обозначая часто детектор общим электротехническим термином rectifier—выпрямитель, тогда как на английском языке есть и термин detector, который означает детектор. То же можно сказать и о немецких Gleichrichter и Detektor. При переходе от литературы одной страны к литературе другой страны затруднения читателя возрастают.

Ламповые характеристики, введенные немцами,—Durchgriff, Steilheit и Güte непонятны и непривычны английскому читателю. Steilheit для англичанина будет mutual conductance, Durchgriff он вообще никак не переведет, для него это—лишь величина, обратная  $\mu$ . Güte—также непереводимый для англичанина термин, это лишь произведение  $\mu$  на mutual conductance, тогда как немец сказал бы, что это—отношение mutual conductance к Durchgriffу.

В Америке и Германии принято батареи обозначать латинскими буквами. Но в американской литературе буквой A (A-Battery) обозначают батарею накала, а в немецкой—анодную батарею, анодная же батарея в американской литературе обозначается буквой B (B-Battery).

Такая путаница дала повод фирме Сименс издать брошюру об усилительных установках в храмах—на латинском языке „De amplificatoribus“. Правда, издание этой брошюры не столько побуждалось недостаточностью современной радиотехнической терминологии, сколько было вызвано общим оживлением деятельности католической церкви в последние годы, но все же издание книги по радиотехнике на латинском языке лишний раз указывает на необходимость разработки и систематизации радиотехнической терминологии и установления точного соответствия между терминами различных языков.

### III

Русской терминологии свойственны все недостатки терминологии английской и немецкой, так как русские радиотехнические термины большей частью являются не чем иным, как хорошим или плохим переводом английских и немецких терминов. Но русской терминологии присущи и некоторые другие свойства, невыгодно отличающие ее от терминологии передовых в радиотехнике стран.

Русская радиотехническая литература также изобилует однозначающими терминами, но положение русского читателя и учащегося затрудняется еще тем, что почти все русские однозначающие, параллельные термины представляют заимствования из других языков. Студент, плохо знающий иностранные языки, техник и радиолюбитель, приступающие к самостоятельному чтению „серезных“ статей по радиотехнике, должны потратить немало времени для того, чтобы изучить длинный ряд иностранных слов и в конце концов убедиться, что селективность и избирательность<sup>2)</sup>, стабильность и устойчивость, фединг и замирание, скин-эффект и поверхностный эффект, клирфактор и коэффициент нелинейного искажения значат одно и то же.

2) Термины, подчеркнутые (разрядка), являются рекомендованными X Всесоюзным электротехническим съездом.

Прим. ред.

Русские авторы вообще любят употреблять иностранные названия,—вместо разделительная ступень они говорят сепаратор, каскад, вместо точный прибор—прецизионный прибор, вместо новидение—телевидение, вместо перекрестное искажение—примеси полное сопротивление—импеданс, причем остается совершенно непонятным, почему эти авторы, так упорно сохранившие герц, не пишут резисторы, реакторы, индукторы, катушка индуктивности сусцепторы, адmittансы.

В зависимости от познаний в том или другом языке или по капризу авторы предпочитают то французский, то же английский однозначащий термин, то на протяжении одной главы приводят, не предупреждая читателя, все три варианта.

Двухтактной схеме соответствует однозначащий термин ского происхождения—пушпульная схема, и термин французского происхождения—симметричная схема. Немецкий герц мирится на страницах русской радиотехнической литературы с французским периодом и английским циклом<sup>3)</sup>. Чаще всего встретить период, но никто не говорит килопериод, а только циклы и изредка—килогерц. Единица проводимости обозначается французским „мо“ и немецким „сименсом“.

Иностранные термины становятся нередко камнем преткновения не только для читателей, но и для самих авторов. Русские вместо селективность приемника пишут иногда „селекция“, забывая о том, что селекция есть действие, а селективность—свойство, и что нельзя повысить селекцию приемника, только повысить селективность его.

Такая неосмотрительность переходит в совершенно недопустимую небрежность, когда возбуждаемую частоту начинают называть „осцилируемой частотой“. Прежде всего, на русском языке нет слова „осцилировать“. Если же автор по каким-либо соображениям не желает сказать „возбуждаемая частота“, а пытается в русский язык новый термин, то мы вправе требовать, чтобы он соблюдал элементарные правила словообразования.

Предлагаемый глагол „осцилировать“ „происходит, очевидно, немецкого oscillieren, которое в свою очередь происходит от склонения oscillaire. От этого же латинского слова ведут свое происхождение и французское osciller и итальянское oscillare и английское oscillate. Все эти слова одинаково значат колебаться, может быть в колебательном состоянии, вибрировать. Следовательно, „осцилировать“ никак не может значить „приводить в комбинационное состояние“ и, следовательно, выражение „осцилируемая частота“ так же бесмысленно, как и „вибрируемая пластина“, „дрожащая подставка“ (несуществующие и невозможные причастия строенного залога настоящего времени от глаголов вибрировать и др.).

При образовании производных терминов от иностранных и не всегда соблюдается последовательность. Наряду с телевизор мы имеем телевизор, телевизионный, которые никак не могут быть разованы от слова телевидение, эти термины происходят от французского la télévision, и чтобы оправдать введение их в русский язык, следовало бы вместо телевидение говорить телевизия или телевизор, телевизия, телевизор, телевизор.

Но и термины, образованные от русских корней, также бывают удачны. Свежий человек, незнакомый с радиотехническим жаргоном, едва ли правильно поймет такое выражение, как „сенные антенны“; он остановится в недоумении перед выражением „сильноточная установка“ и уж совершенно не поймет, что „обеспечить реле“ (см., например Труды Научно-исследовательского института связи, сб. 10, 1932, стр. 91).

„Разнесенные антенны“, он поймет как антенны, разнесенные либо по предназначенным местам, или как антенны, разнесенные в разные стороны бурей, так как по-русски можно сказать: „разнесенные по адресам письма, разнесенные ветром тучи, но не сказать „мачты“, разнесенные на 180 м“, или „разнесенные ветром в смысле—антенны, удаленные на некоторое расстояние друг от друга“.

Выражение „сильноточная установка“ может навести на мысли о каком-то устройстве большой точности, хотя по-русски говорят не „сильноточный“, а очень точный. На русском языке нет прилагательного „точный“ от слова ток, но только точка слова точность, и едва ли можно оправдать какими-либо соображениями введение этого нового слова, так как всегда можно сказать установка сильного тока.

Выражение „обеспечить реле“ такого же порядка, как и выражение „обезвоздушить стеклянный баллон“, и оно также непонятно и просить—обеспечьте лампу.

Иногда русские термины образуются по образцу иностранных терминов. Например, немецкое Seinwiderstand послужило поводом для создания на русском языке совершенно нового и двусмысленного термина „кажущееся сопротивление“, читающее то же, что и термин „полное сопротивление“.

3) С начала 1933 г. в СССР введен в обязательном порядке термин герц, соответственно килогерц, мегагерц.

# ФОРМЫ И СТАНДАРТЫ

## Пояснительная записка

### Проекту правил расчета и устройства заземления в установках переменного тока высокого напряжения (свыше 1000 В)

Данный проект „Правил“ разработан комиссией ЦЭС<sup>1</sup>), но еще не обсуждался в ЦЭС; в окончательном оформлении помимо печатаемого текста будут разработаны:

1) расчетные данные и коэффициенты для заземлений;

2) примерный расчет сложного заземления;

3) инструкция по измерениям сопротивлений заземлений, проводимости почвы и контролю заземлений;

4) общая пояснительная записка.

Материалы этих приложений уже подготовлены, но будут утверждены комиссией не ранее 1 октября 1933 г.

Комиссия полагает, что основная принципиальная часть проекта Правил должна быть поставлена на обсуждение еще до ее представления в ЦЭС, тогда как вторая часть (приложения) может быть внесена непосредственно в ЦЭС.

Следует отметить, что в Ленинграде параллельно разработаны Правила для установок до 1000 В, которые будут согласованы с данным проектом Правил. Со своей стороны комиссия уделила больше всего внимания разделу III, посвященному установкам весьма многочисленным, когда низкое и высокое напряжения „связаны“ и заземления по необходимости должны быть рассмотрены совместно. В этом разделе никоим образом не имеется в виду заменять или входить в детали вопросов заземлений в установках до 1000 В, имеющих свои несомненные особенности и трудности, но преследуется цель внести возможную ясность в самую постановку вопроса о совместном существовании защитных устройств при напряжении до 1000 В и выше.

Отметим, что в проекте условно для краткости называются „высокими“ напряжениями выше 1000 В и „низкими“—ниже 1000 В. Условность такой терминологии была ясна комиссии. Повидимому, назревает необходимость некоторого пересмотра терминологии „низкое“ и „высокое“ напряжения, но комиссия не входила в разбор этого вопроса по существу.

Что касается разделов I, II и IV, то они едва ли требуют дополнительных пояснений.

Большинство цифр, указанных в проекте, является компромиссным предложением и, естественно, при дальнейшем и окончательном обсуждении подвергнется некоторым изменениям. Также и небольшие изменения в строении или перекомпоновке материала могут быть сделаны относительно быстро и безболезненно. Важно в настоящий момент до внесения проекта в ЦЭС установить, может ли он быть взят за основу как в смысле общих принципиальных положений, так и в отношении структуры и метода изложения: последнее имеет, конечно, в нормативных Правилах первостепенное значение.

## РАЗДЕЛ ПЕРВЫЙ

### Основные определения

Под „землей“ следует понимать такие точки почвы, лежащие за пределами влияния токов замыкания на землю, потенциал которых не был принят равным нулю.

Прохождение тока через сосредоточенный заземлитель (вертикальная труба или пластина) все точки, лежащие не ближе 15 м от него, удовлетворяют этому условию. При более сложной форме заземляющего устройства с распределенными заземлителями расстояние в 15 м может иногда оказаться недостаточным.

„Заземляющим электродом“, или „заземлителем“, является металлический проводник (или группа проводников), находящийся в непосредственном соприкосновении с почвой и предназначенный для создания через заземляющие шины электрического соединения с землей частей установок (машин, аппаратов и т. д.).

„Заземляющими проводами и шинами“ называются соединенные над землей или изолированно в земле металлические шинки, соединяющие заземляющие предметы с заземлителями. Примечание. Проложенные под землей голые соединительные провода рассматриваются как часть заземлителя.

По сопротивлению заземления следует понимать отношение большего напряжения между заземленным предметом и „землей“ к тому, протекающему к земле. Оно определяется сопротивлением растекания тока в землю.

„Заземление“ какой-либо части установки есть соединение заземляющими проводами или шинами с заземлителями. Зашиты и эти проводники образуют в совокупности заземляющее устройство.

„Замыканием на землю“ называется возникшее вследствие нарушения изоляции соединение с землей какой-либо части зажигания, нормально изолированной от земли и находящейся по отношению к ней под напряжением.

Зажигание на землю может быть однополюсным и двухполюсным (однополюсно—однополюсная, двухполюсная земля).

Примечание. Следует строго различать термин „заземление“ от термина „замыкание на землю“.

„Током замыкания на землю“ называется возникший вследствие нарушения изоляции ток, проходящий через место замыкания на землю.

„Напряжением прикосновения“ называется напряжение между двумя точками цепи тока замыкания на землю, к ко-

торым одновременно может прикоснуться человек. За напряжение прикосновения принимается напряжение между заземленным предметом и точкой земли, отстоящей от него на 0,8 м.

9. „Напряжением шага“, или „шаговым напряжением“, называется напряжение, под которым могут оказаться ноги человека на поверхности с разными потенциалами, обусловленными током замыкания на землю. Величина шага при этом считается равной 0,8 м.

10. „Защитным заземлением“ называется электрическое соединение кожухов машин, аппаратов и металлических конструкций с заземлителями, выполненное с целью защиты людей от опасных напряжений прикосновения и шага, могущих возникнуть при случайных аварийных соединениях вышеуперечисленных частей установок с несущими напряжением проводами.

11. „Рабочим заземлением“ называется соединение с заземлителями определенной точки электрической установки, установленное либо с целью устранения или уменьшения опасности для установки от повышения напряжения, либо для обеспечения быстрого отключения поврежденных частей установки.

П р и м е ч а н и е. Заземление нейтралей в установках низкого напряжения обычно рассматривается как рабочее заземление, так как оно обеспечивает автоматическое выключение установки при однополюсном замыкании на землю. Одновременно это заземление является защитным, поскольку оно предупреждает возможное повышение потенциала установки низкого напряжения.

12. „Коэффициентом напряжения прикосновения“ называется отношение напряжения прикосновения к полному потенциальному на заземляющей системе.

13. „Коэффициентом напряжения шага“ называется отношение шагового напряжения к полному потенциальному на заземляющей системе.

14. „Контуром“, или „контурным заземлением“, называется защитное заземление, в котором напряжение прикосновения внутри контура не выходит за пределы допустимой величины благодаря надлежащему расположению электрородов.

## РАЗДЕЛ ВТОРОЙ

### Распределительные устройства электрических станций и подстанций и установок в фабрично-заводских предприятиях

#### § 1. Основные факторы, определяющие величины допускаемых напряжений прикосновения и шага

1. Первым фактором, определяющим величины допускаемых напряжений прикосновения и шага, являются условия, при которых происходит касание к заземленным предметам, находящимся под напряжением потенциалом.

Эти условия определяют величину тока, проходящего через человеческое тело при одном и том же напряжении прикосновения, т. е. определяют величины переходного сопротивления человеческого тела.

С этой точки зрения условия, при которых возможно прикосновение людей к заземленным предметам, могут быть „без повышенной опасности“, „с повышенной опасностью“ и „особо опасные“.

Условия без повышенной опасности характеризуются наличием сухих, нежарких помещений, при работе в которых нормально кожа на руках не бывает влажной, а также остаются сухими обувь, полы и пр. В этих условиях полное сопротивление протеканию тока через человеческое тело не имеет пониженной величины.

К местам без повышенной опасности относятся на электрических станциях и подстанциях сухие и вентилируемые помещения закрытых распределительных устройств, машинный зал, помещения щитов управления, а на фабрично-заводских предприятиях—сухие отапливаемые помещения с нормальной температурой.

Условия с повышенной опасностью характеризуются наличием жарких или сырых помещений, помещений с проводящей пылью и пр. В этих условиях кожа на руках может оказаться покрытой влагой, в силу чего снижается общее сопротивление протеканию тока через тело человека.

К местам с повышенной опасностью на электростанциях относятся дымососные площадки котельных, зольные и пылеприготовительные помещения, открытые подстанции (сырая погода) и пр.

**Примечание.** Хотя открытые подстанции в сырую погоду могли бы быть отнесены к категории особо опасных, однако, принимая во внимание, что персонал, обслуживающий подстанции, снабжен предохранительными принадлежностями (галоши, перчатки), а также в достаточной мере инструктирован в отношении возможной опасности, открытые подстанции отнесены к группе мест только с повышенной опасностью.

К местам с повышенной опасностью на фабрично-заводских предприятиях относятся помещения сырых и неотапливаемых цехов металлообрабатывающей промышленности и т. д.

Условия с особой опасностью характеризуются наличием особо сырых помещений, постоянно наполненных насыщенным водяными парами, в которых стены и находящиеся предметы покрыты влагой; помещения с едкими парами и пр.

К местам с особой опасностью относятся красильные отделения, наносные подземные шахты, некоторые цеха химических производств и пр.

2. Вторым фактором, определяющим величину допустимых напряжений прикосновения и шага, является вероятность опасности прикосновения к заземленным предметам, характеризующаяся длительностью прохождения тока замыкания на землю через заземляющие устройства и длительностью прикосновения к заземленным предметам.

**А.** По вероятности опасности прикосновения, определяемой длительностью протекания тока замыкания на землю через заземляющие устройства, следует различать:

а) Установки с длительным током замыкания на землю. К ним должны быть отнесены такие установки с незаземленной нейтралью, в которых емкостный ток замыкания на землю не обеспечивает выключения максимальных автоматов или перегорания плавких предохранителей. Такой ток может существовать в цепи замыкания на землю неопределенно долгое время, пока не будет обнаружено место повреждения и исправлена изоляция установки.

б) Установки с кратковременным током замыкания на землю. К ним относятся установки с заземленной нейтралью, в которых при замыкании одной фазы на землю возникает ток однофазного короткого замыкания, быстро отключающее место повреждения с помощью соответствующего автомата, и установки с незаземленной нейтралью, в которых емкостный ток однополюсного замыкания на землю обеспечивает выключение соответствующих автоматов.

**В.** По вероятности опасности, определяемой длительностью прикосновения, следует различать:

а) Установки с длительным прикосновением к заземленным предметам. К ним относятся установки с аппаратами, обслуживание которых требует длительного соприкосновения персонала с корпусами машин, аппаратов и механизмов, соединенных с электрическим высоковольтным устройством: например, станки и машины, приводящиеся в движение высоковольтными моторами, электрические печи и пр.

б) Установки без длительного прикосновения. К ним относятся установки, в которых по условиям работы имеют место кратковременные или случайные прикосновения обслуживающего персонала к приводам и заземленным кожухам машин и аппаратов: например, распределительные устройства на электростанциях и подстанциях, механизмы, хотя и приводимые в движение высоковольтными моторами, но не требующие постоянного прикосновения, и пр.

в) Установки без обслуживающего персонала. Под этими установками понимаются запертые трансформаторные киоски и фидерные помещения, переключательные пункты на линиях передачи и запертые на ключ отдельные установки с высоковольтными моторами (например, небольшие насосные и пр.).

## § 2. Значения напряжений прикосновения и шага для различных условий

1. Защитные заземления на электрических станциях и подстанциях в установках на фабрично-заводских предприятиях рассчитаны и выполнены таким образом, чтобы напряжение не превосходило для разных условий величин в нижеприведимых табл. 1 и 2.

Таблица  
Допустимые напряжения прикосновения для электрических станций и подстанций

Характеристика установок	А			Б		
	Установки с длительным током замыкания на землю			Установки с кратковременным током замыкания на землю		
	а	б	в	а	б	в
Наличие	Установки без обслугивающего персонала	Наличие	Установки без обслугивающего персонала	Установки без обслугивающего персонала	Наличие	Установки без обслугивающего персонала
длительного прикосновения	кратковременного прикосновения	персонала	длительного прикосновения	кратковременного прикосновения	персонала	длительного прикосновения
V	V	V	V	V	V	V

Без повышенной опасности 100 150 150 150 150 300

С повышенной опасностью . 65 100 100 100 100 200

**Примечание 1.** Хотя для установок с кратковременным током замыкания на землю без постоянного обслуживающего персонала напряжение прикосновения не нормируется, с аппаратурой этих установок должна быть все же заземлена.

Кроме того, места, с которых персонал производит первые оперативные переключения, должны обеспечивать такую изоляцию от земли, безопасность обслуживающего персонала. Если такая изоляция не имеет места или невозможна, в местных условиях, необходимо обеспечить в этих местах допустимое напряжение прикосновения, согласно рубрике „б“.

**Примечание 2.** Нормально длительное прикосновение на электростанциях и подстанциях не имеет места, однако оно можно в связи с наличием на станциях и подстанциях установок напряжения, расположенных непосредственно вблизи этих станций и подстанций и имеющих соединение с защитным заземлением с заземлением высокого напряжения. Как в этом случае приходится считаться с возможностью длительного прикосновения, то в табл. 1 и введены соответствующие рубрики.

Таблица  
Допустимые напряжения прикосновения на фабрично-заводских предприятиях

Характеристика установок	А			Б		
	а	б	Установки без обслугивающего персонала	а	б	Установки без обслугивающего персонала
	Наличие	Наличие	Установки без обслугивающего персонала	Наличие	Наличие	Установки без обслугивающего персонала
длительного прикосновения	кратковременного прикосновения	персонала	длительного прикосновения	кратковременного прикосновения	персонала	длительного прикосновения
V	V	V	V	V	V	V

Без повышенной опасности 100 150 150 150 150 300

С повышенной опасностью . 65 100 100 100 100 200

**Примечание 1.** Для установок с длительным током замыкания на землю в табл. 2 указаны наивысшие допустимые

напряжения прикосновения, однако при наличии технических возможностей желательно эти величины несколько уменьшить.

**Примечание 2.** Установки без обслуживающего персонала в фабрично-заводских предприятиях являются скорее исключением, однако они все же возможны и в силу этого введены соответствующие рубрики.

**Примечание 3.** Для установок без обслуживающего персонала с кратковременным током замыкания на землю, встречающимся весьма редко в условиях фабрично-заводских предприятий, напряжение прикосновения не нормируется. Однако предполагается, что такие установки все же будут заземлены и будут иметь меры безопасности для обслуживающего персонала и устройств той или иной изоляции этого персонала от них во время периодического обслуживания этих установок.

Непосредственной близости от заземляющего устройства выпрямления электростанций и подстанций и фабрично-заводских установок могут находиться места с более или менее сильным потоком людей, которые могут подвергнуться опасности от больших напряжений при аварии и соответствующем повышении потенциала на заземляющем устройстве. В связи с этим ниже приведены, предусматривающая допустимые напряжения шага для: а) с большим регулярным движением и возможным скоплением людей (например, городские и фабрично-заводские дворы) и б) с малым, нерегулярным или случайным движением.

Таблица 3

Допустимые напряжения шага для станций и подстанций и фабрично-заводских предприятий

А		Б	
а	б	а	б
шаговое регулярное и возможное скопление людей	Малое, нерегулярное, случайное движение	Большое регулярное движение и возможное скопление людей	Малое, нерегулярное, случайное движение
250 V	300 V	300 V	500 V

### § 3. Расчетные токи замыкания на землю

Все защитные системы заземления высокого напряжения на станциях, подстанциях и фабрично-заводских предприятиях в установках как с заземленной, так и незаземленной нейтралью рассчитываются на ток однополюсного замыкания на землю, вызываемого изоляции одной фазы.

В установках с глухо заземленной нейтралью расчетной величиной тока однополюсного замыкания на землю является значение повышающегося тока однофазного короткого замыкания в момент моментально включенной мощности системы.

В установках с незаземленной нейтралью током однополюсного замыкания на землю является емкостный ток заземления всей соединенной электрически (гальванически) в одно целое сети данной установки.

В установках, в которых заземления нейтралей сделаны через плавкие или омические сопротивления, ток однополюсного замыкания на землю рассчитывается с учетом импедансов заземления рамп.

За расчетный ток для защитных систем заземления принимается ток замыкания на землю, фактически протекающий через заземленную систему к земле и обуславливающий появление на ней тока.

**Примечание.** Под системой заземления понимаются как электроды заземления, так и все присоединенные к заземлению металлические части, участвующие в отводе тока в землю; например, металлические оболочки подземных кабелей, заземленные щиты линий, водопровод и т. п.

В установках с заземленной нейтралью при определении расчетного тока для системы заземления станции или подстанции необходимо учитывать распределение тока замыкания на землю между заземленными нейтральными точками станций и подстанций. Расчетный ток системы заземления определяется по формуле

$$I_p = I_3 - I_{om}$$

—расчетный ток, протекающий через систему заземления;

—полный ток однополюсного замыкания на землю;

—часть тока однополюсного замыкания на землю, не протекающая через рассчитываемую систему заземления.

Зависимости от распределения заземленных точек в сети и величины заземляющих импедансов расчетным случаем замыкания на землю является наибольший ток, протекающий через рассматриваемую систему заземления, может быть или замыкание на аппаратуру рассматриваемой станции или подстанции, или на линии

передачи вне данного заземляющего устройства, или, наконец, на аппаратуре другой станции или подстанции, принадлежащей к данной электрической системе.

**Пример 1.** а) Ток  $I_a$ , протекающий через рассматриваемую систему заземления при замыкании на аппарате, расположенному на рассматриваемой подстанции, является частью полного тока замыкания на землю  $I_3$  (рис. 1).

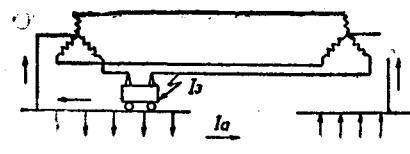


Рис. 1

б) Ток  $I_b$ , протекающий через рассматриваемую систему заземления при замыкании вне ее как на линии передачи, так и на других подстанциях, является частью полного тока замыкания на землю  $I_3$  (рис. 2).

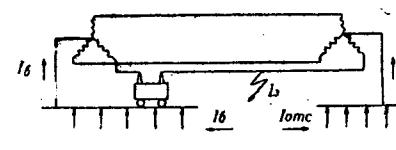


Рис. 2

За расчетный ток  $I_p$  принимается ток  $I_a$  или ток  $I_b$  в зависимости от того, какой из них больше.

**Пример 2.** Расчетным током  $I_p$  системы заземления станции или подстанции, на которой не имеется генераторов или трансформаторов с заземленными нейтралями, является полный ток однофазного короткого замыкания при замыкании на аппаратуру данной станции или подстанции (рис. 3).

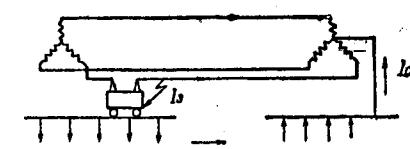


Рис. 3

**Пример 3.** Расчетным током  $I_p$  системы заземления станции или подстанции, на которой установлены генераторы или трансформаторы, имеющие заземленную нейтраль при отсутствии заземления нейтрали на других станциях и подстанциях, является полный ток однофазного короткого замыкания при замыкании вне рассматриваемой системы заземления (рис. 4).

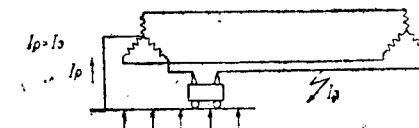


Рис. 4

**Примечание.** Во всех случаях при режиме электрической установки, допускающем длительное отключение трансформаторов или генераторов с заземленными нулевыми точками, отсасывающими ток короткого замыкания от заземлителей, отсасывающее действие последних при определении расчетного тока не учитывается.

4. Ток однофазного короткого замыкания как отключающийся автоматически считается кратковременным, в соответствии с чем и выбираются для него допустимые напряжения прикосновения и шага.

5. В установках с незаземленной нейтралью емкостный ток заземления определяется по следующей формуле:

$$I_c = \sqrt{3} U \omega C,$$

где  $U$  — междуфазное напряжение в вольтах;  $\omega = 2\pi f$ , где  $f$  — частота сети;  $C$  — частичная емкость одной фазы на землю в фардах.

Приближенно емкостный ток заземления можно подсчитывать по формулам:

а) для воздушных сетей:

$$I_c = \frac{U}{400} A,$$

б) для кабельных сетей:

$$I_c = \frac{U}{10} A,$$

где  $U$ —межфазовое напряжение в киловольтах,  $l$ —общая длина всех трехфазных цепей в километрах (двойная линия считается за двойную цепь).

6. При наличии в установках с незаземленной нейтралью дугогасящих аппаратов должно быть принято во внимание компенсирующее действие последних, и в этом случае расчет системы защитного заземления данной установки следует вести на максимальный нескомпенсированный ток, который принимается равным 20% от полного емкостного тока однополюсного замыкания на землю.

На участке сети, который может работать, будучи отсоединенными от компенсирующих аппаратов, за расчетный ток принимается полный емкостный ток однополюсного замыкания на землю этого участка сети.

При расчете системы заземления подстанции, на которой установлены дугогасящие аппараты, следует иметь в виду, что к дугогасящему аппарату течет полный номинальный ток этого аппарата.

7. Выполнение заземления, рассчитанного на ток двухполюсного замыкания на землю, по технико-экономическим соображениям в большинстве случаев практически невозможно и поэтому не может регламентироваться нормами, несмотря на возникающую в этом случае опасность.

Таким образом нормы не предусматривают обязательного расчета на двухполюсное замыкание на землю, которое к тому же в случае применения дугогасящих аппаратов делается маловероятным.

8. Для предупреждения возможности появления двухполюсного замыкания на землю в установках с незаземленной нейтралью должны быть установлены приборы для контроля состояния изоляции системы. При этом персонал должен быть обязательно снабжен инструкциями с указанием метода и порядка принятия мер для отыскания возникшего однополюсного замыкания на землю и его устранения.

**Примечание.** Приборы для контроля состояния изоляции системы должны быть как минимум установлены на станциях и вторичных напряжениях питающих подстанций.

#### 4. Выбор допустимых напряжений прикосновения и шага для различного характера расчетных токов, условий и длительности прикосновения и вероятности попадания под напряжение шага.

1. В установках с глухо заземленной нейтралью защитная система заземления рассчитывается на установившийся ток однополюсного короткого замыкания, а допустимые напряжения прикосновения и шага принимаются в соответствии с кратковременным характером расчетного тока по рубрике „Б“ табл. 1, 2 и 3, в зависимости от условий и длительности прикосновения и вероятности попадания под шаговое напряжение.

2. В установках с незаземленной нейтралью защитная система заземления рассчитывается на емкостный ток однополюсного замыкания на землю. Допустимые напряжения прикосновения и шага принимаются:

а) При величине емкостного тока однополюсного замыкания на землю, не обеспечивающей отключения автоматов или перегорания предохранителей, т. е. при длительном его характере,—по рубрикам „А“ табл. 1, 2 и 3 в зависимости от условий и длительности прикосновения и вероятности попадания под шаговое напряжение.

б) При величине емкостного тока однополюсного замыкания на землю, обеспечивающей быстрое отключение автоматов или перегорание предохранителей, т. е. при кратковременном его характере,—по рубрикам „Б“ табл. 2 и 3 в зависимости от условий и длительности прикосновения и вероятности попадания под шаговое напряжение.

Кроме того, в этом случае рассчитываемая защитная система заземления должна проверяться на длительный ток замыкания на землю, равный 1,2 тока трогания автоматов или 2,5-кратному номинальному току предохранителей при допустимых напряжениях прикосновения и шага по рубрикам „А“ табл. 1, 2 и 3.

Такой проверкой учитывается возможность неполного развития тока замыкания на землю вследствие переходных сопротивлений в месте замыкания на землю или уменьшения длины включенной сети.

**Примечания:** 1. Следует иметь в виду, что защита, установленная на двух фазах, не обеспечивает во всех случаях отключения автоматов. Поэтому емкостный ток однополюсного замыкания на землю может считаться кратковременным лишь при такой системе защиты, при которой автоматическое отключение обеспечивается при замыкании на землю любой из фаз.

2. При определении тока трогания автоматов или тока перегорания предохранителей следует принимать во внимание все фидеры, питающие место замыкания на землю.

3. Установки заземления, нейтрали которых сделаны через большие реактивные или омические сопротивления, относятся к категории установок с длительным током замыкания на землю. В тех случаях, когда заземление нейтралей осуществляется через импедансы, обеспечивающие выключение автоматов, установка рассматривается как установка с кратковременным током замыкания на землю.

4. В установках без обслуживающего персонала вся защитная система заземления рассчитывается только на длительный ток замыкания на землю, и допустимые напряжения прикосновения и шага

принимаются по рубрикам „А“ табл. 1, 2 и 3. При этом земельный ток в установках с незаземленной нейтралью принимается.

а) При емкостном токе замыкания на землю, не обеспечивающем отключение автоматов, его полная величина.

б) При емкостном токе замыкания на землю, обеспечивающем отключение автоматов,—величина, равная 1,2 тока трогания автоматов или 2,5-кратный номинальный ток предохранителей. Кроме в установках без обслуживающего персонала с кратковременным током замыкания на землю персонал должен быть обеспечен иной изоляцией от земли в местах, с которых производятся дистанционные оперативные переключения. Если такая изоляция возможна в силу местных условий, необходимо обеспечить в местах напряжения прикосновения и шага при кратковременных токах замыкания на землю не выше допустимых по рубрикам табл. 1, 2 и 3.

5. В установках как с заземленной, так и незаземленной нейтралью для помещений без обслуживающего персонала, примыкающих к другим зданиям или при большом регулярном движении вокруг них, необходимо обеспечить напряжение прикосновения к частям здания и напряжение шага вокруг него не выше по опасного напряжения вне данного необслуживаемого помещения. Последнее может быть достигнуто устранением металлических единений заземляющего устройства необслуживаемой установки с каркасом здания или устройством выносного заземления.

#### § 5. Устройство защитного заземления в распределительных устройствах станций и подстанций и фабрично-заводских новках

1. Защитному заземлению в электрических установках по всем металлическим частям устройств, нормально не находящимся под напряжением, но расположенные вблизи токоведущих частей, через которые может пройти ток замыкания на землю, имеющиеся от заземленных уже металлических частей на таком заземлении, при котором как тех, так и других может одновременно коснуться человек.

К частям, подлежащим заземлению, относятся:

а) Кожуха, станины, каркасы машин и аппаратов электроприводов.

б) Рукава, маховики, приводы электрической аппаратуры и приводы масляных выключателей и разъединителей должны находиться даже при наличии металлического соединения с заземленной аппаратурой.

в) Фермы, колонны, металлические барьеры и прочие строительные части.

Для улучшения распределения потенциала может быть заземлена арматура железобетонных конструкций и могут быть присоединены к общему заземлению другие металлические части, хотя бы и не находящиеся поблизости от уже заземленных предметов. Исключение является случай, оговоренный в разделе II, § 4, п. 5.

г) Металлические конструкции открытых подстанций.

**Примечание.** При деревянных конструкциях открытых подстанций арматура изоляторов с точки зрения безопасности не заземляется, что не исключает возможности заземления из соображений эксплуатационного характера. Но при напряжениях 20 kV и выше следует устраивать на деревянных конструкциях заземленные металлические кольца на высоте 2,5 м от земли, присоединяемые к заземлению подстанций. Сечение заземляющих проводов может быть в этом случае взято из условий механической прочности.

д) При железобетонных конструкциях арматура изоляторов,крепленных на них, должна быть надежно заземлена. Это заземление может быть выполнено или посредством специального заземляющего провода или в качестве такового может быть использована арматура самих конструкций при условии, что эта арматура в подземной конструкции выпущена в грунт и надежно соединена с заземленной подстанцией.

е) Арматура изоляторов закрытых распределительных устройств.

ж) Вторичные обмотки трансформаторов тока и напряжения заземляются одной из точек вторичной обмотки.

з) Каркас щита высокого напряжения.

и) Свинцовые оболочки и броня силовых, контрольных и измерительных кабелей.

2. Щиты управления по своему устройству могут находиться в соединении с защитным заземлением высокого напряжения; этому для обеспечения допускаемых напряжений прикосновения необходимо либо включить помещение щита управления в контур заземления или изолировать обслуживающий персонал устройства деревянных полов, ковриков и т. п.

3. Кожуха измерительных приборов и реле, питающихся от трансформаторов тока и напряжения, могут не заземляться.

4. Рельсовые пути на станциях и подстанциях, как правило, заземляются. С целью устранения передачи опасного тока по рельсам из контура во вне контура заземления, а также и сечения через рельсы нулевого потенциала внутрь контура заземления, рекомендуется устройство изолирующих промежутков и рельсами на границе контура заземления.

линий передач, как правило, присоединяются к заземлению и подстанций.

Проводная сеть, арматура водоподводящих и отводящих присоединяется к заземлению станций и подстанций.

**Примечание.** Для водопроводов общего пользования требуется проверка невозможности вынесения опасного потенциала на пользования населения водопроводом.

Заданные заземления для электрической установки с разными высокими напряжениями, расположенные в одном из зданий или участках, следует выполнять соединенными

из этого правила допускаются тогда, когда техническая целесообразность раздельного заземления может быть на соответствующим расчетом.

Заданные предметы не должны включаться последовательно в один провод, но от каждого заземляемого предмета или самостоятельный заземляющий провод к сборной заземляющей шине.

Качество материала для заземляющих проводов и шин, как правило, применяется железо.

Сечение всех заземляющих проводов и шин, расположенных на землю, так и над землей, выбирается из расчета их на нагрев через заземляющий провод.

Установках с глухо заземленной нейтралью расчет всех заземляющих проводов и шин ведется на термическое действие тока при времени выдержки отключающих автоматов, допуская при температуре железа до 500°.

Установках с незаземленной нейтралью расчет всех заземляющих шин, а также заземляющих проводов к приводам масляных выключателей и разъединителей ведется на термическое действие двухполюсного замыкания на землю (ток двухфазного короткого замыкания) с учетом времени выдержки отключающих автоматов, допуская при расчете температуру железа до 700°.

Также требования расчета заземляющих шин на ток двухполюсного замыкания на землю (ток двухполюсного короткого замыкания) распространяются также и на фабрично-заводские установки с непосредственным соединением высоковольтных моторов шинами-орудиями.

**Примечание.** Введенное в пункт „б“ требований расчета заземляющих проводов на двухполюсное замыкание на землю допускается возможностью возникновения длительного и значительного повышения потенциала на обслуживаемых устройствах в случае перегорания заземляющих проводов.

Всех случаях эквивалентное сечение заземляющих проводов должно быть больше сечения рабочих проводов рассматриваемой так как рабочие провода сечений, меньших эквивалентных, предохранителями, отключающими защищаемый аппарат.

Расчет всех прочих заземляющих проводов ведется на емкостный ток заземления с учетом возможности длительного его прохождения и на температуру нагрева, допускаемую для шинной прокладки рабочих цепей. Если емкостный ток замыкания на землю превышает 1,2 тока трогания автоматов или 2,5-кратный номинальный ток предохранителей, то расчет заземляющих проводов ведется на протекающий через заземлители, с учетом его кратковременного действия (отключение автоматов и перегорание предохранителей) и температуру нагрева железа до 500°.

Более того, в этом случае сечение должно проверяться на длительное действие тока, равного 1,2 тока трогания автоматов или 2,5-кратному номинальному току предохранителей, и на температуру нагрева, допускаемую для шинной прокладки рабочих цепей.

В помещениях взрывоопасных и опасных в пожарном отношении допускаемая температура нагрева заземляющих проводов выдается соответственно местным условиям.

Все заземляющие провода и шины из условий механической прочности и удобства соединения должны иметь сечение не менее 2 мм<sup>2</sup> и толщину при надземной прокладке не менее 2 мм и при заложке в землю не менее 4 мм.

Все соединений заземляющих проводов и шин как между собой так и с заземлителем должны, как правило, выполняться сваркой (электрической или автогенной). Соединения сбрасыванием или шпилками допускаются только в надземных соединениях, удобные для контроля состояния контактов. При этом должны быть применены против окисления контактов.

Соединения, сделанные только пайкой оловом, третником и пр., допускаются.

Соединение заземляющих проводов к заземляемым аппаратам производится как сбрасыванием, так и сваркой.

Надземная прокладка заземления должна быть окрашена.

## § 6. Устройство рабочих заземлений

К рабочим заземлениям относятся заземления; а) нейтрали генераторов или трансформаторов (глухое или через сопротивление), нейтрали трансформаторов напряжения со стороны высокого напряжения, б) катушек Петерсена и трансформаторов Бауха, г) разъемов других аппаратов от перенапряжений.

2. Как правило, все рабочие заземления высокого напряжения должны быть обединены с защитным заземлением высокого напряжения данной установки. Исключение из этого правила допускается тогда, когда целесообразность раздельного заземления может быть обоснована соответствующим расчетом.

3. При устройстве рабочего заземления разрядников и других аппаратов защиты от перенапряжений следует избегать длинных соединительных проводов к заземляющему устройству. Поэтому целесообразно около разрядников устраивать для них специальное заземление и это заземление соединять с общим заземляющим устройством.

Если отдельное заземление около разрядников не выполняется, то разрядники должны иметь самостоятельный заземляющий провод, по возможности защищенный от прикосновения. Этот провод присоединяется непосредственно к главному заземлителю помимо сборных шин заземления.

4. При устройстве рабочего заземления, предназначенного для длительного протекания тока (например, катушка Петерсена), необходима проверка возможного нагрева почвы током растекания. Такая проверка для защитных заземлений обычно не требуется в силу кратковременности больших токов или небольшой величины длительных токов замыкания на землю.

## РАЗДЕЛ ТРЕТИЙ

### Устройство защитных заземлений в системах низкого напряжения (до 1000 В), связанных с системами высокого напряжения (свыше 1000 В)

#### § 1. Общие положения и расчетные условия

1. В настоящем разделе установками высокого напряжения называются установки выше 1000 В и установками низкого напряжения—установки ниже 1000 В.

Следует отметить, что эта терминология не соответствует общему определению понятий высокого и низкого напряжений, согласно которому все установки с напряжением выше 250 В относительно земли относятся с точки зрения безопасности к установкам высокого напряжения.

2. Устройство защитных заземлений в установках низкого напряжения, связанных с установками высокого напряжения, должно рассматриваться совместно с устройством заземлений на высоком напряжении, так как только при этом можно правильно оценить степень безопасности, действительно достигаемую данными мероприятиями.

3. Если сеть низкого напряжения так связана с сетью высокого напряжения, что существует опасность перехода высокого напряжения на сеть низкого напряжения при возможном повреждении изоляции, разделяющей эти сети, необходимо одну из точек (нейтраль или фазу) сети низкого напряжения соединить с землей или через пробивной предохранитель или непосредственно. При этом с землей следует соединить такую точку сети, которая не может быть длительно отключена при рабочих переключениях без отключения всей защищаемой сети.

4. В настоящем разделе правил не рассматриваются установки, у которых все имеющиеся напряжения не выходят за пределы 1000 В, а также установки, питаемые от сети высокого напряжения, но в отношении которых исключается опасность напряжения, вытекающая из связи с высоким напряжением (выше 1000 В) [соответствующее нормам заземление пробивного предохранителя (нейтрали) и достаточное расстояние от питающего трансформатора, исключающее возможность и целесообразность обединения защитных заземлений]. Порядок расчета и выполнения защитных заземлений для этих установок определяется соответствующими Правилами устройства защитных заземлений в установках низкого напряжения.

5. В установках, рассматриваемых в настоящем разделе Правил, защитные заземления должны быть рассчитаны и выбраны таким образом, чтобы напряжение прикосновения и шага никогда не превосходило величин, допускаемых настоящими правилами в данных условиях работы (см. раздел второй п. 2, табл. 1, 2, и 3 настоящих Правил расчета и устройства заземлений в установках высокого напряжения).

**Примечание.** Для тех видов установок, где практически оказывается невозможным достичь необходимых величин напряжения прикосновения и шага путем устройства одних только защитных заземлений, надлежит прибегать к дополнительным мерам защиты в виде, например, устройства изолирующих площадок, прокладки резиновых ковров и т. п.

6. Пробивное напряжение предохранителя, устанавливаемого с целью безопасности в установках с междуфазовым напряжением до 250 В, связанных с системой высокого напряжения, не должно превосходить 250 В. В отдельных случаях и для этих установок в виде исключения, каждый раз особо оговоренного, допускается повышение напряжения пробивного предохранителя до 500 и 750 В.

В том случае, когда предохранитель устанавливается не в целях безопасности, а только для предохранения установки менее высокого напряжения от возможного разрушения при переходе напряжения из сети более высокого напряжения, пробивное напряжение,

предохранителя может быть увеличено. Например, при трансформации 6 000/500 V в сетях 500 V может быть установлен предохранитель с пробивным напряжением 750—1 000 V.

7. За расчетный ток для установок, рассматриваемых в настоящем разделе Правил, принимается расчетный ток замыкания на землю в системе высокого напряжения, связанной с сетью низкого напряжения. Этот ток определяется согласно § 3 раздела второго настоящих Правил расчета и устройства заземлений в установках высокого напряжения.

8. Отступление от всех правил, приведенных в настоящем разделе, допускается только тогда, когда целесообразность таких отступлений будет соответствующим образом обоснована произведенным расчетом или испытанием.

9. При выборе системы защитного заземления, так же как и в вопросе о методе заземления пробивного предохранителя или одной из точек сети низкого напряжения, не всегда возможно по технико-экономическим причинам достигнуть абсолютной безопасности в системе низкого напряжения, и поэтому при разрешении вопроса об обединении защитных заземлений высокого и низкого напряжений и о методе присоединения предохранителя следует руководствоваться тем, чтобы для установок низкого напряжения была обеспечена безопасность в возможно большем числе случаев наиболее вероятных нарушений нормальной работы.

## § 2. Классификация установок

По вопросу о том, следует ли обединять защитные заземления низкого и высокого напряжений и куда нужно присоединять пробивной предохранитель или нейтраль сети низкого напряжения (к специально ли для этого устроенным заземлителям, к заземлителям высокого или же к заземлителям низкого напряжения) существует чрезвычайная разноречивость мнений, являющаяся следствием того, что решение этих вопросов зависит от целого ряда условий работы защищаемой установки.

Для того чтобы систематически учитывать признаки, говорящие в пользу того или иного решения, ниже приводится классификация электрических установок.

1. По признаку встречающихся на рассматриваемых установках напряжений следует различать два класса:

К классу А относятся установки, в которых одновременно встречаются напряжения: высокие—выше 1 000 V относительно земли и низкие—ниже 1 000 V относительно земли (следовательно и при низких напряжениях ниже 250 V относительно земли).

Например, 6 600 V и 500 V или 10 000 V и 120 V.

К классу Б относятся установки, в которых одновременно встречаются напряжения: высокие—ниже 1 000 V относительно земли и низкие—ниже 250 V относительно земли.

Например, 500 V и 120 V.

**Примечание 1.** Установки, в которых и высокие и низкие напряжение лежат в интервале от нуля до 250 V, или от 250 V до 1 000 V, или от 1 000 V и выше, здесь не выделяются, так как в силу однородности этих напряжений заземления на таких установках могут безусловно обединяться и выполняться согласно соответствующим разделам правил без дополнительных оговорок.

**Примечание 2.** Установки, относящиеся к классу Б, в настоящем разделе не рассматриваются и подлежат рассмотрению в Правилах устройства защитных заземлений установках низкого напряжения (до 1 000 V).

2. В зависимости от конфигурации сети и от расположения оборудования любая установка может быть отнесена к одной из двух групп:

Группа I—установки, в которых все оборудование, питаемое от сети низкого напряжения (до 1 000 V), металлически (гальванически) связанный в одно целое, входит в контур заземлений высокого напряжения (выше 1 000 V) или будет введено в контур посредством его расширения, если это будет требоваться условиями безопасности для системы низкого напряжения.

Группа II—установки, в которых не все оборудование, питаемое от сети низкого напряжения, гальванически связанный в одно целое, входит в контур заземления высокого напряжения и по технико-экономическим причинам не может быть введено в контур, а также те установки, в которых контур вовсе отсутствует.

При этом на установке (независимо от того, относятся ли они к группе I, или к группе II) будет иметь место:

или условие „а“, заключающееся в том, что защитные заземления низкого и высокого напряжений могут быть разделены и, кроме того, исключена возможность одновременного прикосновения одного человека к проводящим предметам, из которых один присоединен к заземлителям высокого, а другой—к заземлителям низкого напряжений;

или условие „б“, заключающееся в том, что защитные заземления низкого и высокого напряжений не могут быть разделены или не исключена возможность одновременного прикосновения одного человека к проводящим предметам, из которых один присоединен к заземлителям высокого, а другой—к заземлителям низкого напряжения;

3. В соответствии с приведенными основаниями классификации любая установка может быть отнесена к одному из четырех видов:

сокращенно обозначенных A1a, A1b, A2a, A2b или просто 2a, 2b. Такое упрощение написания допускается в настоящем потому, что в дальнейшем рассматривается только код обозначения поясняются табл. 4.

Таблица

Характеристика установок		Группа	
Установка низкого напряжения полностью входит в контур заземления высокого напряжения . . . . .		—	Да
Разделение заземлений низкого и высокого напряжений возможно и одновременное прикосновение к предметам, из которых один соединен с заземлением высокого, а другой—с заземлением низкого напряжения, иключается . . .	a	1a	
Разделение заземлений высокого и низкого напряжений невозможно, или одновременное прикосновение к предметам, из которых один соединен с заземлением высокого, а другой—с заземлением низкого напряжения, не исключается . . . . .	условия	6	16

4. Кроме того, особенно для решения вопроса о заземлении пробивного предохранителя (или нейтрали) сети низкого напряжения существенным является вопрос о том, имеются ли на стороне низкого напряжения заземленные нейтрали. С этой точки зрения различать три типа установок:

I. Установки высокого напряжения с незаземленными нейтралями на высоком напряжении, причем одно из этих высоких напряжений связано с рассматриваемой сетью низкого напряжения.

Установки такого рода будем называть в дальнейшем прилежащими к типу Н (незаземленные нейтрали).

**Примечание.** Две сети разных напряжений рассматриваются как связанные только в том случае, когда возможен переход напряжения из одной сети в другую вследствие вреждения изоляции, непосредственно разделяющей провод той и другой сетей.

Например, две сети являются связанными, когда они присоединены к обмоткам одного трансформатора. Напротив, последовательная трансформация,—например, с 35 kV на 6 kV, а затем в трансформаторе—с 6 kV на 220 kV, приводит к сети в 220 V не связанный в смысле настоящего параграфа с сетью в 35 kV.

II. Установки, в которых сеть высокого напряжения, связанная с рассматриваемой сетью низкого напряжения, имеет заземленную нейтраль. Такие установки будем называть в дальнейшем прилежащими к типу З (заземленные нейтрали).

Например, подстанция, где имеется трехобмоточный трансформатор 35/6/0,38 kV, причем 35 kV имеет заземленную нейтраль, сеть низкого напряжения измерительного трансформатора, включеного в сеть 110 kV, нейтраль которой заземлена.

III. Установки, в которых высокое (или высокие) напряжение, связанное с сетью низкого напряжения, имеет незаземленную нейтраль, в то время как другие высокие напряжения, не связанные с рассматриваемой сетью низкого напряжения, имеют заземленную нейтраль.

Такие установки будем называть в дальнейшем принадлежащими к типу Н и З (незаземленные и заземленные нейтрали).

Например, подстанция, на которой имеется система 6 kV с земленной нейтралью, причем с этого напряжения производится трансформация на 220 V в системе 115 kV с заземленной нейтралью энергии, подводимая сетью с напряжением 115 kV в сеть 220 V трансформируется сначала на напряжение 6 kV, а затем на 220 V.

**§ 3. Устройство заземлений пробивного предохранителя, нейтрали и защитных заземлений в установках низкого напряжения, связанных с установками высокого напряжения**

Заземление через пробивной предохранитель, заземление нейтрали и защитное заземление низкого напряжения (заземление пусков машин и аппаратов, нормально не находящихся под напряжением) являются все по существу заземлениями защитными, выполняющими защитные функции по-разному в зависимости от характера нарушения нормального состояния системы низкого напряжения (например, пробой изоляции с высокого напряжения).

е, или подтверждение изоляции в системе низкого на-

тии вида защитного заземления рассматриваются раздельно, дальнейшем имеются в виду преимущественно уста- напряжением относительно земли не выше 250 V.

#### Место и способ заземления пробивного предохранителя

Устройство заземления пробивного предохранителя не может в виду, что пробивной предохранитель может быть или в случае перехода высокого напряжения в сеть низкого напряжения или при повышении потенциала на заземление высокого напряжения, если означенный предохранитель присоединен к заземлению (явление так называемого „обратного пробоя“). Пробое обмотки высокого напряжения на обмотку низкого напряжения длительное соприкосновение этих обмоток может иметь место в том случае, когда ток однополюсного замыкания на системе высокого напряжения не превосходит тока тритономата или тока перегорания предохранителей, установленных на стороны высокого напряжения у рассматриваемого трансформатора.

но и в тех случаях, когда ток однополюсного замыкания в системе высокого напряжения меньше отключающего соприкосновение обмоток высокого и низкого напряжений и не повлечет за собой через короткий промежуток времени аварий в короткое замыкание, а следовательно, и отключение дефектного трансформатора.

Устройство позволяет допускать такие потенциалы на месте пробивного предохранителя, при которых потенциал проводов временно может превысить предельную величину (относительно земли), допускаемую соображениями безопасности в установках низкого напряжения.

**Примечание.** В настоящем п. 1 рассматриваются установки низкого напряжения без непосредственного заземления заземлителя и, следовательно, без зануления, и поэтому повышенный потенциал может передаваться только рабочие провода системы низкого напряжения.

В случае устройства отдельного (выносного) заземления для пробивного предохранителя расчет этого заземления ведется следующим образом.

В установках высокого напряжения, в которых ток замыкания не обеспечивает отключения дефектного трансформатора, ток на заземлитеle не должен превышать 250 V. При этом сетевой ток данного заземлителя принимается ток, действующий протекающий через него из сети высокого напряжения при со стороны высокого напряжения на сеть низкого и при подходе пробое предохранителя.

В установках высокого напряжения, в которых ток замыкания дает автоматическое отключение дефектного трансформатора, потенциал на заземлитеle не должен превышать 500 V. При этом расчетный ток принимается ток, действительный протекающий через данный заземлитель при пробое изоляции с системы высокого напряжения на сеть низкого напряжения.

С тем в этом случае должна быть сделана дополнительная проверка на отключающий ток, допуская при этом повышение потока до 250 V.

При присоединении пробивного предохранителя на заземление высокого напряжения необходимо учитывать возможность обратного пробоя предохранителя. С этой точки зрения принципиально различаются случаи, когда сеть низкого напряжения входит в контур, образованный системой заземления высокого напряжения, и случаи, когда сеть низкого напряжения выходит за пределы заземления высокого напряжения.

Первом случае появление разности потенциалов на пробивном предохранителе выше его пробивного напряжения считается маловероятным даже и при установке пробивного предохранителя на 250 V, и поэтому возможность обратного пробоя практически исключается. Если же система низкого напряжения не входит в контур такой пробой пробивного предохранителя в связи с повышенным потенциалом на заземлении высокого напряжения возможен, ноность этого пробоя должна быть учтена. Поэтому потенциал заземления высокого напряжения, к которому присоединен пробивной предохранитель, не должен превышать 250 V.

Для разрешения вопроса о порядке устройства заземления пробивного предохранителя необходимо рассмотреть следующие типовые случаи, схематически указанные в табл. 5, измененной на основе классификации, установленной в § 2.

Случай установки типа  $H_1$ , т. е. установки, с которой система высокого напряжения, питающая сеть низкого напряжения, имеет отдельную нейтраль и в которой вместе с тем вся сеть низкого напряжения входит в контур заземления высокого напряжения или введена в контур, если это потребуется по условиям безопасности, присоединение пробивного предохранителя производится на основное заземление высокого напряжения, выполненное согласно настоящим Правилам и устройством заземлений в установках высокого напряжения.

Случай установки типа  $H_2$ , т. е. установки, в которой сеть высокого напряжения, питающая сеть низкого напряжения,

Таблица 5

Тип установки	Нейтраль сети высокого напряжения, связанной с сетью низкого напряжения		
	не заземлена	заземлена	не заземлена, а нейтрали других высоких напряжений, не связанных с сетью низкого напряжения, заземлены
—	H	Z	H и Z
Сеть низкого напряжения входит в контур системы заземления . . . . .	1	$H_1$	$Z_1$
Сеть низкого напряжения не входит в контур системы заземления высокого напряжения и не может быть введена в контур . . . . .	2	$H_2$	$Z_2$
			(H и Z) <sub>1</sub>
			(H и Z) <sub>2</sub>

**Примечание.** В табл. 5 не введена разбивка установок по признакам „а“ и „б“, так как для решения вопроса о порядке заземления пробивного предохранителя этот признак большей частью не имеет определяющего значения.

имеет незаземленную нейтраль и в которой вместе с тем сеть низкого напряжения выходит за контур заземления высокого напряжения (или контур отсутствует вовсе), присоединение пробивного предохранителя производится или на основное заземление высокого напряжения при условии, что потенциал на этом заземлении при однополюсном замыкании на землю в системе высокого напряжения не будет достигать пробивного напряжения предохранителя, или на отдельное устраиваемое заземление.

**Примечание.** Устройство отдельного заземления для пробивного предохранителя в установках  $H_2$  особенно целесообразно в тех случаях, когда это не связано с большими технико-экономическими затруднениями и, особенно, когда емкостный ток, на который должно рассчитываться это заземление, значительно меньше емкостного тока, на который должно рассчитываться основное заземление высокого напряжения. Например, когда к заземлению высокого напряжения присоединена катушка Петерсена (или иной компенсирующий аппарат). В этом случае через отдельное (выносное) заземление будет протекать только остаточный ток, тогда как через место присоединения катушки Петерсена может протекать и полный емкостный ток. Вместе с тем такое устройство отдельного (выносного) заземления для предохранителя дает дополнительную безопасность в случаях двухполюсных замыканий на землю.

7. В случае установки типа  $Z_1$ , т. е. установки, в которой система высокого напряжения, питающая сеть низкого напряжения, имеет заземленную нейтраль и в которой вместе с тем сеть низкого напряжения входит в контур заземления высокого напряжения, присоединение пробивного предохранителя производится на основное заземление высокого напряжения, выполненное согласно настоящим Правилам расчета и устройства заземлений в установках высокого напряжения.

8. В случае установки  $Z_2$ , т. е. установки, в которой система установки высокого напряжения, питающая сеть низкого напряжения, выходит за контур заземления высокого напряжения (или контур отсутствует вовсе), присоединение пробивного предохранителя производится на основное заземление высокого напряжения, выполненное согласно настоящим Правилам расчета и устройства заземлений в установках высокого напряжения.

Такое заземление предохранителя не обеспечивает полной безопасности системы низкого напряжения, так как при замыкании на землю в системе напряжения на заземлителях может появляться потенциал выше 250 V, благодаря чему может иметь место обратный пробой предохранителя. Поэтому в таких установках (имеющих весьма малое распространение и нежелательных с точки зрения безопасности) при выполнении защитного заземления высокого напряжения должны быть приняты меры к возможному снижению потенциала на заземлителях при замыканиях на землю в системе высокого напряжения. Вместе с тем для этого типа установок в целях уменьшения вероятности обратного пробоя предохранителя допускается в порядке исключения повышать пробивное напряжение предохранителя до 500 V.

Присоединение пробивного предохранителя на отдельное высокое заземление не может быть рекомендовано, так как выполнение этого дополнительного заземления по расчету на предельный

потенциал на заземлителях, равный 500 В, практически весьма затруднительно, ибо это привело бы к второму заземлению такого же порядка, как основное; выполнение же этого дополнительного заземления без расчета и присоединение к нему предохранителя хотя и исключит опасность обратного пробоя последнего при замыканиях на землю в системе высокого напряжения, однако при этом значительно возрастает размер опасности в случае пробоя в трансформаторе с обмотки высокого напряжения на обмотку низкого.

9. В случае установки типа (Н и З)<sub>2</sub>, т. е. установки, в которой сеть низкого напряжения питается от системы высокого напряжения, имеющей незаземленную нейтраль, но в которой вместе с тем имеется другая система высокого напряжения с заземленной нейтралью и все эти системы находятся на одной территории в пределах общего контура заземления высокого напряжения, присоединение пробивного предохранителя производится на основное заземление высокого напряжения, выполненное согласно настоящим Правилам расчета и устройства заземлений в установках высокого напряжения.

10. В случае установок типа (Н и З)<sub>2</sub>, т. е. установки, аналогичной типу (Н и З)<sub>1</sub>, с тем лишь отличием, что сеть низкого напряжения выходит за общий контур заземления высокого напряжения (или контур отсутствует), заземление пробивного предохранителя производится на отдельное заземление за исключением таких установок, в которых защитные заземления высокого и низкого напряжений не могут быть разделены (условие „б“).

Такое выносное заземление может быть выполнено: или путем устройства отдельного дополнительного заземления, к которому пробивной предохранитель должен быть присоединен изолированным кабелем, чтобы исключить возможность соединения двух заземлений; это второе дополнительное заземление должно быть при этом отнесено от границ контура основного заземления не меньше чем на 15 м или путем вынесения трансформатора, питающего сеть низкого напряжения, за пределы контура заземления высокого напряжения и устройства дополнительного заземления около нового места расположения такого трансформатора.

Естественно, что заземлители при этом рассчитываются, исходя из возможности повышения потенциала в сети низкого напряжения при пробое, только с системы высокого напряжения, имеющего незаземленную нейтраль.

## II. Выбор и способ заземления нейтрали низкого напряжения

1. Как и в случае пробивного предохранителя, целесообразно рассмотреть типовые случаи, схематически указанные в вышеприведенной табл. 5. Однако некоторые дополнительные оговорки должны быть сделаны в связи с возможностью в установках низкого напряжения с заземленной нейтралью применения занулений.

В дальнейшем даются решения о выборе и способе заземления нейтрали низкого напряжения применительно к системам, не имеющим занулений, причем если эти решения оказываются неприемлемыми для систем с занулениями, то в каждом случае отдельно оговариваются необходимые изменения допускаемых решений.

2. В случае установок типа Н<sub>1</sub>, З<sub>1</sub> и (Н и З)<sub>1</sub> присоединение нейтрали систем низкого напряжения производится на основное заземление высокого напряжения.

3. Во всех трех вышеуказанных типах установок зануления допускаются, и в качестве проводов зануляющей системы низкого напряжения можно пользоваться заземляющими шинами высокого напряжения.

4. В случае установки типа Н<sub>2</sub> заземление нейтрали низкого напряжения может быть присоединено к основному заземлению высокого напряжения при условии, что потенциал на заземлителях этого заземления, вызванный замыканием на землю в системе высокого напряжения, не будет превышать 50 В длительно или 500 В кратковременно.

При наличии в этом типе установок зануления и присоединение нейтрали к заземлению высокого напряжения потенциал на этом заземлении не должен превышать 150 В даже и кратковременно, и, кроме того, в зависимости от местных условий на защищаемой установке низкого напряжения должны быть применены дополнительные контуры около защищаемых объектов, обеспечивающие требуемые напряжения прикосновения.

В установках типа Н<sub>2</sub>, как имеющих зануление, так и не имеющих, нейтраль низкого напряжения может быть присоединена и к отдельному выносному заземлению, если это заземление удовлетворяет расчету на ток, который будет протекать через заземление при пробое сети высокого напряжения на сеть низкого; при этом потенциал на этом отдельном заземлении не должен превышать 150 В длительно или 500 В кратковременно. Таким отдельным заземлением может служить и защитное заземление низкого напряжения, причем в этом случае потенциал на этом защитном заземлении не должен при пробое с высокого напряжения на низкое превышать 150 В даже кратковременно.

Нейтраль низкого напряжения может быть присоединена также к отдельному заземлению или к защитному заземлению низкого напряжения, рассчитываемым только по Правилам устройства заземлений и занулений в установках низкого напряжения, но при условии, что это заземление будет связано с заземлением высокого

напряженая через пробивной предохранитель, установленный на 250 В. Заземление высокого напряжения при этом должно рассчитано так, чтобы была исключена возможность обратного пробоя предохранителя. В случае наличия в этом типе установки заземления потенциал на заземлении не должен даже и кратковременно превышать 150 В.

**П р и м е ч а н и е.** Если в рассматриваемых установках низкого напряжения присоединяется к защитному заземлению низкого напряжения, то та часть низкого напряжения, связанная с низким заземлением которой присоединена нейтраль, оказывается фактически зануленной.

5. В случае установок типа З<sub>2</sub> заземление нейтрали низкого напряжения может быть произведено на основное заземление высокого напряжения, если потенциал на заземлителях этого заземления не превышает даже и кратковременно 500 В при замыкании на землю в системе высокого напряжения.

Возможно также устройство отдельного (выносного) заземления, рассчитываемого согласно Правилам устройства заземлений новках низкого напряжения, причем дополнительно на сеть высокого напряжения на низкое должно быть установлено пробивное предохранение на пробивное напряжение 750 В. При этом потенциал заземления высокого напряжения во избежание обратного пробоя не должен превышать также 750 В.

В таком типе установок применять зануления в системе высокого напряжения не следует, и во всяком случае присоединение зануляющих проводов к заземлению системы высокого напряжения допускается.

6. В случае установки типа (Н и З)<sub>2</sub> нейтраль низкого напряжения может быть присоединена на основное заземление высокого напряжения только при условии, что потенциал на заземлителях заземления не будет превышать кратковременно 500 В.

В этом случае следует, однако, предпочесть устройство выносного заземления, аналогично расчету заземления пробивного предохранителя согласно сказанному в § 3, раздела первого п. 2 и исключить возможности повышения потенциала в системе низкого напряжения, только при пробое с системы высокого напряжения, имеющей незаземленную нейтраль.

Если устройство выносного заземления, действительно не связывающегося с основным заземлением высокого напряжения, возможно также вынести за пределы заземления высокого напряжения трансформатор, питающий систему низкого напряжения, только при пробое с системы высокого напряжения, имеющей незаземленную нейтраль.

Если устройство выносного заземления, действительно не связывающееся с основным заземлением высокого напряжения, возможно также вынести за пределы заземления высокого напряжения трансформатор, питающий систему низкого напряжения, только при пробое с системы высокого напряжения, имеющей незаземленную нейтраль.

При наличии в этом типе установок занулей в системе высокого напряжения заземление нейтрали, а тем самым зануляющих проводов, допустимо только на выносное заземление при условии повышения потенциала на выносном заземлении при пробое с высокого напряжения на низкое не выше 150 В даже и кратковременно и устройство дополнительных контуров, обеспечивающих требуемое напряжение прикосновения в соответствии с местными условиями установок низкого напряжения.

## III. Выбор и устройство защитных заземлений

1. Для выявления основных моментов, которые могут влиять на устройство "защитных заземлений" в установках низкого напряжения, связанных с установками высокого напряжения, необходимо рассмотреть следующие возможные типовые случаи, указанные в табл. 6, составленной на основе ранее приведенной классификации.

Таблица

Группы	I		II	
	a	b	a	b
Условия				
Тип установки	1a	1б	2a	2б

**П р и м е ч а н и е.** В табл. 6 не сделано разбивки установок на признаки "заземленной" (З) и "незаземленной" (Н) нейтрали системы высокого напряжения. Однако в отдельных случаях наличие или отсутствие заземления нейтрали на высоком напряжении может влиять на решение вопроса об устройстве различных заземлений низкого напряжения.

2. Для установок типа 1a и 1б, т. е. установок, в которых нейтрала и сеть низкого напряжения располагаются на территории входящей в контур заземления высокого напряжения даже и в отсутствие условия „а“, позволяющего устроить отдельные заземления низкого напряжения, заземление высокого и низкого напряжения устраивается общим.

3. Установки, относящиеся к группе II, следует рассматривать двум основным подгруппам: первая подгруппа—установки, в которых контур высокого напряжения отсутствует вовсе, вторая подгруппа—установки, в которых при наличии контура высокого напряжения часть установки низкого напряжения выходит за пределы этого контура.

## С В О Д Н А Я Т А Б Л И Ц А

Примечание к таблице: в системах низкого напряжения (до 1000 В), связанных с системами высокого напряжения (выше 1000 В)

Тип штуков один се- мько нной с- стриза- и сетью но на- ружения	Группа 1. Все оборудование, питаемое от сети низкого напряжения, металлически (гальванически) связанный в одно целое, входит в контур заземления высокого напряжения или будет введено в контур посредством расширения последнего  (Ia и Iб)	Группа 2. Контур заземления высокого напряжения отсутствует или не охватывает полностью все оборудование высокого напряжения, питаемое от одной сети, металлически (гальванически) связанный в одно целое. При этом различаются две подгруппы:	
		Подгруппа II. Контур существует, при этом часть оборудования низкого напряжения находится в контуре, а часть оборудования, питаемого от той же сети низкого напряжения, выходит за пределы контура.  (подгруппа II—2а и 2б).	Подгруппа I. Контур отсутствует. Требование фактически разделять заземление аппаратуры высокого и всей аппаратурой низкого напряжения, а также исключить возможность одновременного прикосновения одного человека к двум металлическим предметам, связанным с заземлениями высокого и низкого напряжений
		Выполнено (подгруппа I—2а)	Не выполнено (подгруппа I—2б)
	Защитные заземления низкого и высокого напряжения обединяются.	Защитное заземление части оборудования, расположенного внутри контура, устраивается общим с высоким напряжением. Защитное заземление части установки, выходящей за пределы контура, устраивается отдельно и рассматривается по Правилам устройства защитных заземлений в установках низкого напряжения при условии, что принятые необходимые меры защиты от перехода высокого напряжения в сеть низкого (§ 3, п. 3)	Защитные заземления, как правило, устраиваются отдельно (§ 3, III, п. 3); при необходимости обединяются (§ 3, III, п. 3), при этом должны быть приняты меры, обеспечивающие допустимые напряжения прикосновения
	Пробивной предохранитель присоединяется к общему заземлению.		Пробивной предохранитель присоединяется к основному заземлению высокого напряжения (§ 2, I, п. 6); при этом последнее должно рассчитываться так, чтобы его потенциал при однополюсных замыканиях на землю в системе высокого напряжения не повышался выше пробивного напряжения предохранителя (250 В)
Смешанная		Пробивной предохранитель присоединяется к отдельному от высокого напряжения заземлению, рассчитываемому, согласно § 3, I, п. 2, причем таким выносным заземлением для предохранителя может служить и защитное заземление сети низкого напряжения, если оно выполнено отдельно и удовлетворяет расчету на ток, который будет протекать через это заземление при пробое в сети высокого напряжения на сеть низкого	Пробивной предохранитель может присоединяться также к отдельному от высокого напряжения заземлению, рассчитываемому согласно § 3, I, п. 2, причем таким выносным заземлением для предохранителя может служить защитное заземление сети низкого напряжения, если оно выполнено отдельно и удовлетворяет расчету на ток, который будет протекать через это заземление при пробое в сети высокого напряжения на сеть низкого
		Пробивной предохранитель может также присоединяться к основному заземлению высокого напряжения, если потенциал этого заземления при однополюсных замыканиях на землю в системе высокого напряжения не превышает пробивного напряжения предохранителя	
	Нейтраль низкого напряжения присоединяется к общему заземлению.	Нейтраль низкого напряжения может быть присоединена к заземлению высокого напряжения при условии, что его потенциал не будет длительно повышаться выше 150 В и кратковременно выше 500 В (§ 3, II, п. 4)	
		Нейтраль низкого напряжения может быть присоединена и к отдельному заземлению, если это заземление удовлетворяет расчету на ток, который будет протекать через заземление при пробое с сети высокого напряжения на сеть низкого, при этом потенциал на этом отдельном заземлении не должен превышать 150 В длительно или 500 В кратковременно. Таким отдельным заземлением может служить и защитное заземление низкого напряжения, причем в этом случае потенциал на этом защитном заземлении не должен при пробое с высокого напряжения на низкое превышать 150 В даже кратковременно	

Тип установок	Группа I. Все оборудование, питаемое от сети низкого напряжения, металлически (гальванически) связанной в одно целое, входит в контур заземления высокого напряжения или будет введено в контур посредством расширения последнего  (Ia и Ib)	Группа 2. Контур заземления высокого напряжения отсутствует или не охватывает полностью оборудование высокого напряжения, питаемое от одной сети, металлически (гальванически) связанный в одно целое. При этом различаются две подгруппы:		
		Подгруппа II. Контур существует, при этом часть оборудования низкого напряжения находится в контуре, а часть оборудования, питаемого от той же сети низкого напряжения, выходит за пределы контура  (подгруппа II—2а и 2б)	Подгруппа I. Контур отсутствует. Требование фактически делить заземление аппаратуры высокого и всей остальной низкого напряжения, а также исключить возможность временного прикосновения одного человека к металлическим предметам, связанным с заземлением высокого напряжения	Выполнено (подгруппа I—2а)  Не выполнено (подгруппа I—2б)
Нейтраль сети высокого напряжения, связанной с рассматриваемой сетью низкого напряжения				
Не заземлена Н		<p>Нейтраль низкого напряжения может быть присоединена также к отдельному заземлению, или защитному заземлению низкого напряжения, рассчитываемым только по Правилам устройства защитных заземлений в установках низкого напряжения, но при условии, что это заземление будет связано с заземлением напряжения через пробивной предохранитель, установленный на 250 В. Заземление высокого напряжения при этом должно быть рассчитано так, чтобы была исключена возможность обратного пробоя предохранителя.</p> <p>Примечание 1. Если в рассматриваемых установках нейтраль низкого напряжения присоединяется к защитному заземлению низкого напряжения, то та часть низкого напряжения, к защитному заземлению которой присоединена нейтраль, оказывается фактически зануленной.</p> <p>Примечание 2. Следует отметить, что устройство зануления во всей установке низкого напряжения безусловно влечет за собой обединение заземлений высокого и низкого напряжений</p>		
	Зануление допускается	<p>Зануление в случае присоединения к заземлению высокого напряжения может быть допущено только при условии, что потенциал на этом заземлении при однополюсных замыканиях не будет превышать 150 В даже кратковременно</p> <p>Зануление допускается также в случае присоединения нейтрали низкого напряжения к отдельному заземлению или к защитному заземлению низкого напряжения. Это заземление должно:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>или рассчитываться на ток, протекающий через него при пробое с высокого на низкое напряжение так, чтобы потенциал этого заземления не превышал 150 В даже кратковременно,</li> <li>или должно соединяться через пробивной предохранитель с заземлением высокого напряжения. В последнем случае потенциал на заземлении высокого напряжения не должен даже кратковременно превосходить 150 В, тогда как заземление, к которому присоединена нейтраль, рассчитывается только по Правилам устройства защитных заземлений в установках низкого напряжения.</li> </ul>		
Заземлена 3	Защитные заземления низкого и высокого напряжений обединяются.	<p>В установках низкого напряжения, связанных с высоким напряжением с заземленной нейтралью и большим током замыкания на землю, не представляется возможным обеспечить полную безопасность на заземлениях низкого напряжения. Такие установки редки и, как правило, их следует избегать. Ниже для таких установок даются указания, позволяющие достигнуть возможно большей степени безопасности</p> <p>Защитные заземления в установках с заземленной нейтралью высокого напряжения устраивают для каждой подгруппы так же, как для установок с незаземленной нейтралью.</p> <p>В установках этой подгруппы в связи с наличием заземленной нейтрали на высоком напряжении бывает большей частью трудно создать условия достаточной безопасности для сети низкого напряжения и потому целесообразно при проектировании таких установок вводить в контур заземления высокого напряжения ту часть оборудования низкого напряжения, которая тесно связана с оборудованием высокого напряжения и выделять специальный трансформатор для питания той части оборудования низкого напряжения, которая выходит за пределы контура</p>		

<p>и новок иль се- мени- ной с- прави- тель- ю на- ния</p>	<p>Группа 1. Все оборудование, питаемое от сети низкого напряжения, металлически (гальванически) связанной в одно целое, входит в контур заземления высокого напряжения или будет введено в контур посредством расширения последнего</p>	<p>Группа 2. Контур заземления высокого напряжения отсутствует или не охватывает полностью все оборудование высокого напряжения, питаемое от одной сети, металлически (гальванически) связанной в одно целое. При этом различаются две подгруппы:</p>
	<p>(Ia и 1б)</p>	<p>Подгруппа II. Контур существует, при этом часть оборудования низкого напряжения находится в контуре, а часть оборудования, питаемого от той же сети низкого напряжения, выходит за пределы контура</p> <p>(подгруппа II—2а и 2б)</p>
		<p>Подгруппа I. Контур отсутствует. Требование фактически разделять заземление аппаратуры высокого и всей аппаратуры низкого напряжения, а также исключить возможность одновременного прикосновения одного человека к двум металлическим предметам, связанным с заземлениями высокого и низкого напряжений</p>
		<p>Выполнено (подгруппа I—2а)</p>
		<p>Не выполнено (подгруппа I—2б)</p>
	<p>Пробивной предохранитель присоединяется к общему заземлению.</p>	<p>Пробивной предохранитель присоединяется к заземлению высокого напряжения. Во избежание обратного пробоя пробивного предохранителя в установках этого типа пробивное напряжение этого предохранителя повышается в порядке исключения до 500 В (§ 3, I, п. 8)</p>
	<p>Нейтраль низкого напряжения присоединяется к общему заземлению.</p>	<p>Нейтраль низкого напряжения может быть присоединена к заземлению высокого напряжения только при условии, что потенциал на этом заземлении не будет превышать 500 В (кратковременно)</p> <p>Нейтраль может быть также присоединена кциальному (выносному) заземлению, рассчитываемому по „Правилам устройства защитных заземлений в установках низкого напряжения“, но с обязательной дополнительной установкой пробивного предохранителя, включаемого между нейтралью низкого напряжения и заземлением высокого напряжения. При этом потенциал на заземлении высокого напряжения не должен превышать пробивного напряжения предохранителя даже кратковременно, во избежание явлений обратного пробоя пробивное напряжение предохранителя в данном случае может быть повышенено до 750 В (§ 3, II, п. 5).</p>
	<p>Зануление допускается</p>	<p>Зануление в установках этого типа в тех случаях, когда нейтраль низкого напряжения присоединена к заземлению высокого напряжения, не допускается</p>
		<p>Если устроено отдельное (выносное) заземление нейтрали низкого напряжения, занулений все же следует избегать, допуская их только в тех случаях, когда это по местным условиям не представляет большой опасности.</p>
	<p>Защитные заземления низкого и высокого напряжений об'единяются</p>	<p>Защитное заземление части оборудования, расположенного внутри контура, устраивается общим с высоким напряжением. Защитное заземление части установки, выходящей за пределы контура, устраивается отдельно и рассматривается по правилам установок чисто низкого напряжения при условии, что приняты необходимые меры защиты от перехода высокого напряжения в сеть низкого</p>
		<p>Защитное заземление, как правило, устраивается раздельно (§ 3, III, п. 3) и установка рассматривается по Правилам устройства защитных заземлений низкого напряжения при условии, что приняты надлежащие меры к устранению опасности при пробое высокого напряжения на сеть низкого</p>

Тип установок	Группа 1. Все оборудование, питаемое от сети низкого напряжения, металлически (гальванически) связанный в одно целое, входит в контур заземления высокого напряжения или будет введено в контур посредством расширения последнего	Группа 2. Контур заземления высокого напряжения отсутствует или не охватывает полное оборудование высокого напряжения, питаемое от одной сети, металлически (гальванически) связанный в одно целое. При этом различаются две подгруппы:
Нейтраль сети высокого напряжения, связанной с рассматриваемой сетью низкого напряжения	(Ia и 1б)	Подгруппа I. Контур существует, при этом часть оборудования низкого напряжения находится в контуре, а часть оборудования, питаемого от той же сети низкого напряжения, выходит за пределы контура (подгруппа II-2а и 2б)
		Подгруппа II. Контур существует, требование фактически делить заземление аппаратуры высокого и всей аппаратуры низкого напряжения, а также исключить возможность временного прикосновения одного человека к двум металлическим предметам, связанным с заземлениями высокого напряжений:
Н и З	Нейтраль низкого напряжения присоединяется к общему заземлению.	Нейтраль низкого напряжения присоединяется кциальному (выносному) заземлению (§ 3, II, п. 6), рассчитываемому согласно § 3, I, п. 2 Зануление в установках этого типа в тех случаях, когда нейтраль низкого напряжения единена к заземлению высокого напряжения, не допускается
	Зануление допускается	Зануление может быть допущено только в случае присоединения нейтрали кциальному (выносному) заземлению, потенциал которого при пробое в сети высокого напряжения на сеть низкого напряжения не будет превосходить даже кратковременно 150 V

Примечание 1. Во всех рассматриваемых в настоящей таблице установках, где в системе низкого напряжения имеются два разделенных заземления (два защитных заземления или одно защитное, а другое для заземления нейтрали низкого напряжения), чем одно из этих заземлений является заземлением высокого напряжения, при повреждении изоляции в системе низкого напряжения может возникнуть неблагоприятное для этой установки низкого напряжения распределение потенциала, что необходимо учитывать при проектировании защитных устройств.

Примечание 2. В тех типах установок, в которых рекомендуется заземлять, защитные заземления низкого напряжения, заземления пробивного предохранителя и нейтраль низкого напряжения от высокого напряжения предполагается, что заземления высокого напряжения, как это обычно и бывает, могут иметь место высокие потенциалы. Если потенциалы на заземление высокого напряжения низки, то заземления высокого и низкого напряжений обединяются.

В первой подгруппе в случае установки 2а защитные заземления, как правило, должны устраиваться раздельно. При этом должно быть обращено особое внимание на то обстоятельство, чтобы условие "а" в части, касающейся невозможности одновременного касания к предметам, присоединенным к заземлениям высокого и низкого напряжений, было безусловно выполнено, а также, чтобы эти два заземления были фактически разделены, что имеет особенно большое значение в случае высоких потенциалов на заземлениях высокого напряжения.

В установках типа 2б этой подгруппы заземление по необходимости является общим. В случае, если при таком обединении заземлений напряжения прикосновения в отдельных частях установки низкого напряжения получаются недопустимо большими с точки зрения наличия условий опасности (длительное соприкосновение, особо опасные помещения и пр.), целесообразно в этих установках устраивать около оборудования низкого напряжения местные контуры или дополнительную изоляцию от земли обслуживающему персоналу.

Во второй подгруппе как в установках типа 2а, так и в установках типа 2б вся сеть низкого напряжения может быть разделана на часть, выходящую за пределы контура заземления высокого напряжения, и часть, расположенную в пределах этого контура.

Та часть установки низкого напряжения, которая выходит за пределы контура, может рассматриваться как установка чисто низкого напряжения, так как при этом предполагается, что теми или иными мероприятиями будет устранена опасность перехода высокого напряжения в сеть низкого напряжения.

Что касается той части установки, которая находится в контуре высокого напряжения, то, принимая во внимание, что здесь разделение защитных заземлений низкого и высокого напряжений практически бывает или совершенно невозможно или может оказаться фиктивным, является целесообразным защитные заземления обединять даже и в том случае, если одновременное касание к предметам, присоединенным к заземлениям высокого и низкого напряжений, исключается.

Так как такое обединение заземлений не обеспечивает достаточной безопасности для той части установки, которая выходит за пределы контура высокого напряжения, то такого типа установок следует вообще избегать, причем возможного существовать путем разделения питания установки низкого напряжения, выходящей за

пределы контура, от установки, находящейся в пределах контура заземления для этой цели отдельные трансформаторы. Такое решение избегать установок этого типа может быть подкреплено примером, также и тем обстоятельством, что применение в этих новках занулений при наличии высоких потенциалов на заземлениях будет совершенно невозможным.

В целях наглядности решения, предполагаемые в настоящем третьем разделе Правил расчета и устройства заземлений вновь перенесенные токи высокого напряжения, приведены в табл. 7, иллюстрируемой таблицей схем.

## РАЗДЕЛ ЧЕТВЕРЫЙ

### Воздушные линии передач

#### § 1. Факторы, определяющие величины допускаемых напряжений прикосновения и шага

Фактором, определяющим величины допускаемых напряжений прикосновения и шага, является вероятность опасности от действия потенциала на таких частях конструкции линий передач, которые нормально не находятся под напряжением. Эта вероятность опасности обусловливается, с одной стороны, длительностью появления потенциала при замыканиях на землю, а с другой стороны — вероятностью прикосновения к опорам или попадания в зону действия напряжения в моменты протекания тока замыкания на землю. От вероятности совпадения этих двух факторов зависит вероятность опасности попадания под напряжение прикосновения и шаговое напряжение.

1. По вероятности опасности попадания под напряжение прикосновения или шага, определяемой длительностью появления потенциала на опорах, линий передачи разделяются на:

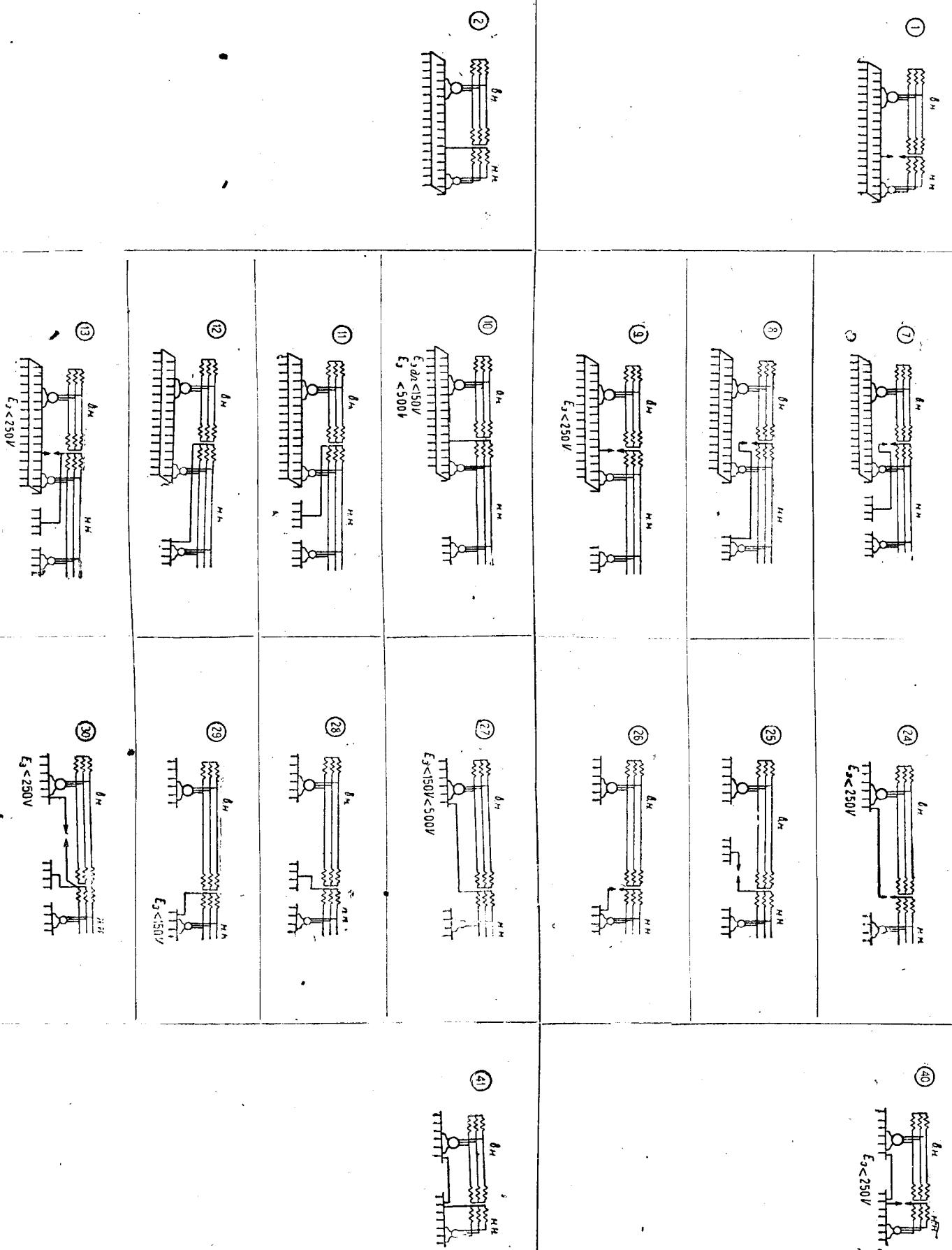
А. Линии передачи с длительным появлением потенциала на заземленных частях. К таким линиям относятся линии передач в установках с незаземленной нейтралью, в которых емкостный ток однополюсного замыкания на землю обеспечивает действие отключающих линию автоматов или переключателей, защищающих линию предохранителей.

Б. Линии передачи с кратковременным появление потенциала на заземленных частях. К ним

## Нейтраль высокого напряжения не заземлена „Н“

Нейтраль низкого напряжения заземлена

Нейтраль низкого напряжения не заземлена



Группа 1

Группа 2

установки

Полупроводниковые

Полупроводниковые

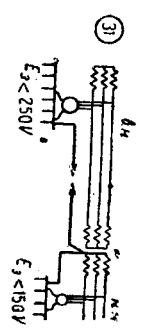
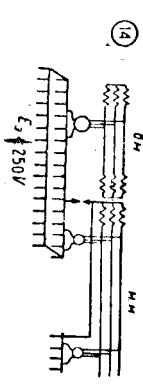
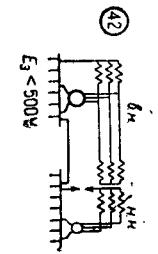
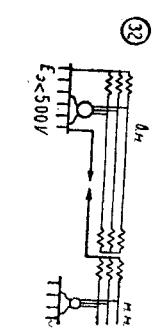
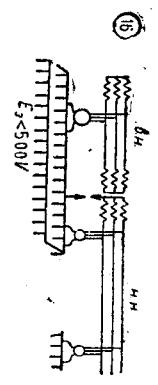
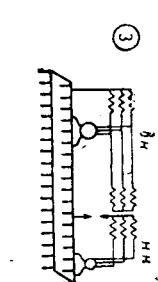
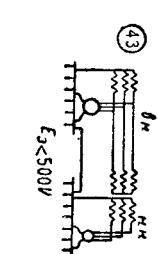
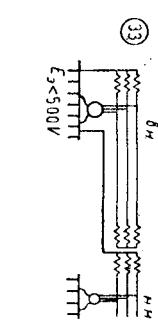
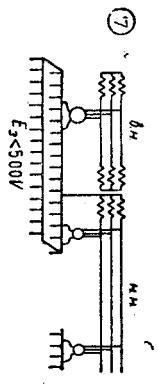
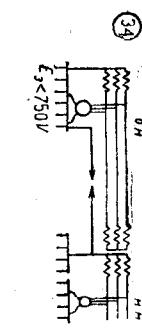
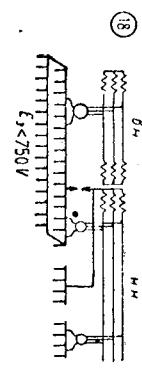
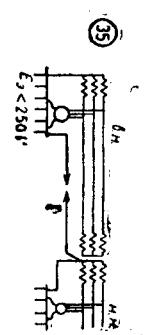
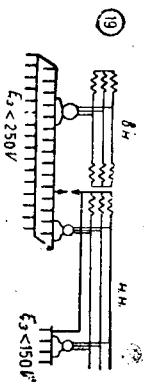
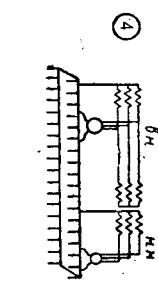
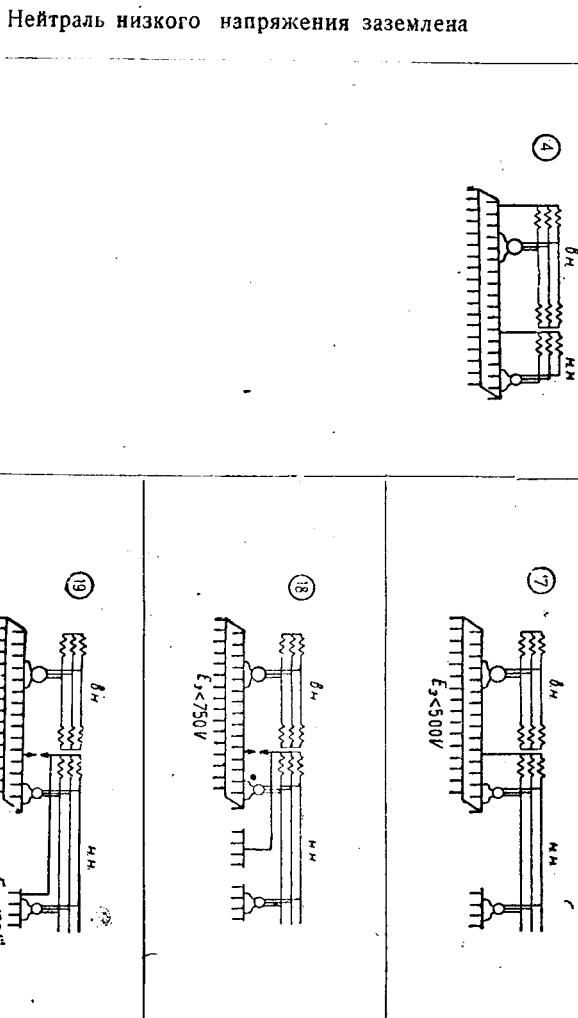
Нейтраль высокого напряжения заземлена "З"

Нейтраль высокого напряжения не заземлена "Н"

Нейтраль низкого напряжения заземлена

Нейтраль низкого напряжения не заземлена

Нейтраль низкого напряжения заземлена



Подгруппа II-2a и II-2b

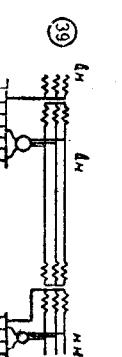
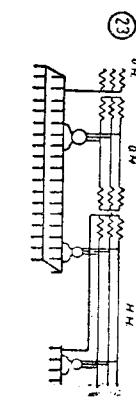
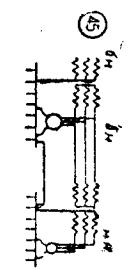
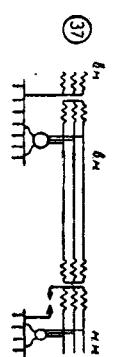
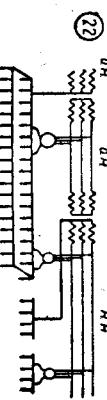
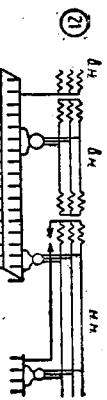
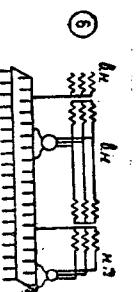
Подгруппа I-2a

Подгруппа II-2b

Нейтраль высокого напряжения, связанного с сетью низкого напряжения, не заземлена, нейтрали др. высокого напряжения, не связанного с ней напряжением заземлены (Н и З)

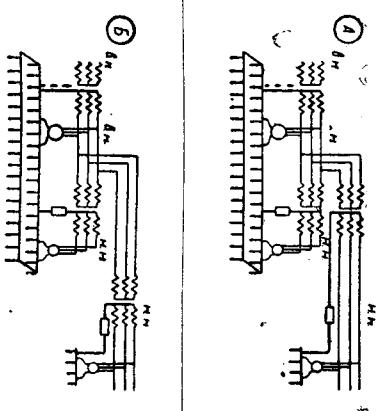
Нейтраль низкого напряжения заземлена

Нейтраль низкого напряжения не заземлена



Вынесение трансформатора и разделение питания части сети, расположенной внутри контура, от части сети, расположенной вне контура, для установки типа „З“ и „Н и З“,

— Обозначает или  
— пробивной предохранитель  
— заземление нейтрали



Вынесение трансформатора и разделение питания части сети, расположенной внутри контура, от

линиям относятся линии передачи в установках с заземленной нейтралью, в которых при замыкании на землю одной фазы возникает ток однофазного короткого замыкания, быстро отключающий место повреждения с помощью соответствующего автомата или предохранителей, а также линии передачи в установках с незаземленной нейтралью, в которых емкостный ток однополюсного замыкания на землю обеспечивает выключение автоматов или перегорание предохранителей, защищающих данную линию.

2. По вероятности попадания под напряжение прикосновения или шага, определяемой вероятностью прикосновения к опорам и нахождения людей в зоне шагового напряжения в момент замыкания на землю, следует различать:

а) Линии передачи, не исключающие прикосновения к опорам и с большой вероятностью нахождения людей в зоне шагового напряжения в момент замыкания на землю. К таким линиям относятся линии передачи, проходящие по внутренней территории городов, главным улицам и проходам фабрично-заводских дворов и т. д., где имеет место большое движение в полосе трассы линий.

б) Линии передачи с малой вероятностью прикосновения к опорам и нахождения людей в зоне шагового напряжения в момент замыкания на землю. К таким линиям относятся линии передачи, проходящие по малонаселенным местностям, как, например, по окраинам городов и фабрично- заводских территорий, по деревням и поселкам, в полосе отчуждения железных дорог при пересеченных линий передач с железными дорогами, т. е. на территориях, где не имеет место большое движение в полосе трассы линий.

в) Линии передачи, на которых прикосновение к опорам и нахождение людей в зоне шагового напряжения при замыканиях на землю исключительно мало вероятно. К таким линиям относятся линии передачи, проходящие по ненаселенным местам.

## § 2. Допустимые напряжения прикосновения и шага для различных условий

Защитные заземления на линиях передач должны быть рассчитаны и выполнены таким образом, чтобы напряжения прикосновения и шага не превосходили для различных условий величин, указанных в табл. 8.

Таблица 8

Категория линий передач	А		Б	
	Установки с длительным появлением потенциала	Установки с кратковременным появлен. потенциала	Напряжение прикосновения (V)	Шаговое напряжение (V)
1. Линии передачи с большим движением в полосе трассы линий (§ 1, п. 2, а) . . . . .	150	250	300	300
2. Линии передачи с малым движением в полосе трассы линий, проходящих по малонаселенным местам (§ 1, п. 2, б) . . . . .	300	300	500	500
3. Линии передачи, проходящие по ненаселенным местам (§ 1, п. 2, в) . . . . .				
	Не нормируются			

Примечание. В табл. 8 для линий передач с постоянным большим движением в полосе трассы линий, принадлежащих к установкам, в которых при замыканиях на землю может иметь место длительное появление потенциала на опорах в зоне шагового напряжения, нормированное напряжение прикосновения существенно ниже нормированного шагового напряжения, так как для этих линий передач не исключаются случаи непосредственного прикосновения к опоре во время замыкания на землю. Для всех остальных категорий напряжение прикосновения рассматривается лишь как случай шагового напряжения в непосредственной близости от опоры, в силу чего напряжение прикосновения для этих условий имеет те же величины, что и соответствующее шаговое напряжение.

## § 3. Расчетные токи замыкания на землю

1. При расчетах защитных заземлений на линиях передач в установках с глухозаземленной нейтралью расчетной величиной тока замыкания на землю является значение установленного тока однофазного короткого замыкания в момент максимальной включенной мощности системы.

2. В установках с незаземленной нейтралью расчетный ток замыкания на землю определяется величиной тока однополюсного замыкания на землю дефектом изоляции одной фазы, который является максимальным током заземления всей соединенной гальванически (электрически) в одно целое сети данной установки.

Приближенный емкостный ток для линий передач определяется по формуле, указанной в § 3 раздела второго настоящих Правил.

При определении потенциала на заземлителях принимается, что часть тока замыкания на землю, которая фактически заземлителям протекает.

При наличии на линиях передачи защитных тросов, оказывающих действие на прохождение тока замыкания на землю, это влияние тросов должно учитываться соответствующим образом.

Кроме того, при наличии в установках с незаземленной нейтралью дугогасящих аппаратов должно быть принято во внимание сопротивление последних, и в этом случае расчет заземлений на линиях передач следует вести на максимальный нескомпенсированный ток, который принимается равным расчетному емкостного тока однополюсного замыкания на землю.

На участке сети, который может работать, будучи отключен от компенсирующих аппаратов, за расчетный ток принимается полный емкостный ток этого участка сети.

Примечание. Ток двойного замыкания на землю в установках с незаземленной нейтралью за расчетный случай не принимается согласно § 3 раздела второго настоящих Правил.

## § 4. Выбор допустимых напряжений прикосновения и шага различного характера расчетных токов и вероятности их под напряжение прикосновения или шага

1. В установках с глухо заземленной нейтралью защищенные линии передач рассчитываются на установившийся ток фазного короткого замыкания, а допустимое напряжение прикосновения и шага принимается в соответствии с кратковременным характером расчетного тока по рубрике „Б“ табл. 8 в зависимости от окружающих условий и местности, по которой проходит линия передачи.

Примечание. Распределяющее действие защитных тросов на линиях передачи, которые такими тросами оборудованы, принимается во внимание согласно указаниям § 3 настоящих Правил. Для опор, близайших к подстанциям, принимается во внимание влияние сопротивления заземления подстанции, концы тросов к этому заземлению присоединены.

2. В установках с незаземленной нейтралью защищенные линии передач рассчитываются на емкостный ток однополюсного замыкания на землю, величина которого определяется согласно § 3 настоящего раздела. Допустимые напряжения прикосновения и шага при этом принимаются:

а) при величине емкостного тока однополюсного замыкания на землю, не обеспечивающей отключение автоматов и перегорание предохранителей, защищающих данную линию, т. е. при данном характере этого тока, — по рубрике „А“ табл. 8 в зависимости от окружающих условий и местности, по которой проходит линия передачи;

б) при величине емкостного тока однополюсного замыкания на землю, обеспечивающей быстрое отключение автоматов и перегорание предохранителей, защищающих данную линию, т. е. при кратковременном характере этого тока по рубрике „Б“ табл. 8 в зависимости от окружающих условий и местности, по которой проходит линия передачи.

Примечание 1. Для случая „Б“ рассчитываемое заземление должно быть, кроме того, проверено на условие отключения через него длительного тока замыкания на землю, имеющегося равным 1,2 тока трогания автоматов или 2,5 кратному номинальному току предохранителей, установленных на линии с тем, чтобы в этом случае допустимые напряжения прикосновения и шага не превышали величин, указанных в рубрике „А“ табл. 8 для тех же окружающих условий и местности.

Примечание 2. Расчет защитного заземления на временный характер емкостного тока однополюсного замыкания на землю разрешается производить только для тех линий передач, на которых защита обеспечивает отключение линии замыкания на землю любой из трех фаз. Кроме того, должна быть сделана проверка действительной обеспеченности отключения с двух концов данной линии передачи всем воздействием на автомат или предохранитель той части емкостного тока, которая фактически будет протекать через эти автоматы предохранители при однополюсном повреждении изолированной линии.

3. На линиях передачи, работающих в установках с нейтральной заземлением и оборудованных защитными тросами, которых присоединены к защитному заземлению подстанции, защищенные линии близайших к подстанции могут получать повышенный потенциал в связи с однофазным коротким замыканием в системе с глухо заземленной нейтралью, присоединенной к заземлению данной подстанции. Такое повышение потенциалов и

не приводить к напряжениям прикосновения и шага, пределы допустимые величины, указанные в рубрике „Б“

линий передачи в установках, заземления нейтрали которых через большие реактивные или большие омические сопротивления относятся к категории линий передач с длительным током на землю. В тех случаях, когда заземление нейтрали линии, в которой работают данные линии передачи, сделано через щиты, обеспечивающие выключение автоматов, установка расцепителя как установка с кратковременным током замыкания щитов.

### Устройство защитных заземлений на воздушных линиях передач

Линиях передачи с металлическими опорами опоры должны надежно соединены с защитным заземлением, рассчитанным по настоящим Правилам.

Линиях передачи с железобетонными опорами подвески и изоляторов должны быть надежно заземлены. Заземление не может быть выполнено или посредством специальной заземляющей (трос, спущенный по опоре), или в качестве заземляющей может быть использована арматура самих опор при условии, что арматура в подземной части опоры выпущена в грунт и соединена с заземлителем (если необходимость таких дополнительных заземлителей вызывается расчетом).

Примечание. При заземлении штырей и подвесок, выполненных в виде троса, спущенного по опоре, должны быть примеры, уменьшающие вероятность прикосновения к этому

линиях передачи с деревянными опорами, как оборудованных и не оборудованных защитными тросами, подвески и штыри заземлению не подлежат.

Примечание 1. Эта мера распространяется и на опоры в линиях пролетах через железные дороги и провода связи, но в этих случаях для снижения опасности загорания опор не применяется не применять в этих пролетах щитовых изоляторов линиях, оборудованных этим типом изоляторов, и увеличить число натяжных изоляторов на один на линиях, оборудованных подвесными изоляторами.

Примечание 2. Отступление от настоящих правил допускается, когда по эксплуатационным соображениям в целях координации изоляции выявляется необходимость заземлить подвески изоляторов или штыри, а также в тех случаях, когда целесообразность этой меры может быть выдвинута при применении деревянных опор на линиях передачи сверхвысоких напряжений.

На линиях передачи с деревянными опорами с рабочим напряжением 22 кВ и выше рекомендуется устанавливать в установках током замыкания на землю на опорах, расположенных в местах с большим постоянным движением в полосе трассы (категория „А“, 1, табл. 8), заземленные металлические колышки.

## БИБЛИОГРАФИЯ

### МАРТИ и ВИНОГРАД Ртутные выпрямители

Этой обработке носит название „Stromrichter O. K. Marty, und Winograd O.“. Gramisch.

Под этим названием подразумеваются преобразователи тока любой силы и формы, включая и нулевую частоту, т. е. преобразование постоянного тока в переменный. В советской технической литературе и практике прививается, по нашему мнению, более прозрачный термин: „ртутный преобразователь электроэнергии“, короче, „ртутный преобразователь“.

Из одного сопоставления английского оригинала книги немецким переводом и обработкой очевидна претенциозность такого названия, так равно соавторства и „обработки“ д-ра Gramisch. Поэтому целесообразнее кратко разобрать содержание данной книги Марти и Винограда и уже затем сопоставить ее с немецкой обработкой д-ра Gramisch.

Английская книга Марти и Винограда содержит в себе следующие главы:

Введение.

Теоретические основы и физические свойства ртутного выпрямителя.

Выпрямление и провесы в ртутных выпрямителях.

Теория выпрямителя.

Трансформаторы для ртутных выпрямителей, их включение и их физические свойства.

Размеры и конструкция ртутных выпрямителей.

Макромная и другая вспомогательная аппаратура ртутных выпрямителей.

Подготовка к эксплуатации и эксплуатация ртутных выпрямителей.

на высоте 2,5 м от земли. Заземление этих колец не рассчитывается, и в этом случае можно ограничиться самым простым заземлителем.

5. Так как на линиях передачи с деревянными опорами, оборудованными защитными тросами, подвески и штыри согласно п. 3 настоящего параграфа с тросами не соединяются, то заземление этих тросов не должно рассчитываться с точки зрения безопасности.

В тех случаях, когда по условиям эксплуатации подвески и штыри изоляторов заземляются путем присоединения к тросу или к специальным заземлителям, эти заземлители должны быть рассчитаны согласно настоящим Правилам.

6. В тех случаях, когда по условиям грунта и величины расчетного тока замыкания на землю не представляется возможным выполнить защитное заземление отдельных опор линий передачи удовлетворяющим допустимым напряжениям прикосновения и шага, допускается выполнение защитного заземления в пределах, определяемых целесообразной затратой средств и материалов с одновременным усиливанием изоляции на данных опорах путем добавления лишнего изолятора на линиях с подвесными изоляторами и путем применения следующего типа штыревого изолятора на линиях, оборудованных штыревыми изоляторами.

Приложение 1 При применении указанного мероприятия на линиях передачи с металлическими опорами, оборудованными защитными тросами, сопротивление растеканию отдельных опор с повышенной изоляцией должно быть рассчитано таким образом, чтобы при замыкании на землю на ближайшей опоре, не имеющей повышенной изоляции, распределяющее действие троса не вызвало на опорах, имеющих повышенную изоляцию, напряжений прикосновения и шага, превышающих допустимые величины, указанные в табл. 8.

Приложение 2. На отдельных металлических опорах, находящихся в ряду деревянных опор, указанное усиление изоляции не может предупредить возможности перекрытия на металлическую опору под действием атмосферных перенапряжений, так как комбинированная изоляция линии на деревянной опоре будет всегда выше, чем усиленная изоляция металлической опоры. Однако такое мероприятие делает, по крайней мере, мало вероятным перекрытие на металлической опоре под действием 50-периодного тока и, следовательно, является целесообразным.

Если бы по условиям местности и вероятности соприкосновения нужно было бы на этой металлической опоре обеспечить еще большую безопасность, то это может быть достигнуто одним из следующих мероприятий:

а) устройством деревянных траверс,

б) установкой разрядников на металлической опоре,

в) устройством с обеих сторон металлической опоры ослабленной изоляции на деревянных опорах путем соединения подвесок изоляторов этих опор с землей. При этом предполагается, что последнее заземление выполняется на опорах, находящихся в местах, где появление более или менее значительных потенциалов уже не представляет существенной опасности.

10. Развитие ртутных выпрямителей.

11. Подстанции с металлическими ртутными выпрямителями.

12. Падение напряжения и регулирование напряжения в ртутных выпрямителях.

13. Мешающие действия от ртутных выпрямителей. Испытание ртутных выпрямителей.

Из этого видно, что книга на 2/3 состоит из вопросов, связанных с питанием ртутных выпрямителей, теории трансформаторов, конструкций их обмоток, подстанций и схем, питающих ртутные выпрямители, и рассмотрения обратного действия схем питания на первичную сеть и, в частности, на линии слабого тока.

1—4 отделы посвящены разбору физических процессов, протекающих в выпрямителе. К сожалению, кроме общих принципов, совершенно недостаточных хотя бы для отдаленного понимания процессов, протекающих в выпрямителе, в этих отделах ничего не содержится. Что же касается глав, трактующих о размерах и конструкции ртутных выпрямителей и вакуумной аппаратуры, то эти главы по преимуществу состоят из описания конструкций различных фирм и полезны лишь для первоначального знакомства.

Характерно, что в книге, написанной выдающимися работниками ведущей фирмы по выпрямителям, ничего не говорится о расчете выпрямителей. Происходит это потому, что выпрямители создаются экспериментально, строятся и хорошо работают. Однако расчета выпрямителя, подобного тому, какой мы имсем для машин, не существует.

Кроме упомянутых глав в книге помещен отдел, посвященный вопросам, знание которых необходимо при приемочных испытаниях и подготовке (сведения о формовке) к эксплуатации и ухода за ртутными выпрямителями.

Вызывает недоумение включение как в оригинал, так и в перевод книги формовочной инструкции GEC. Недостаток этой инструкции то, что ее безусловно не следовало включать в книгу. Не опытные работники согласно этой инструкции могут

легко испортить хорошие выпрямители. Поэтому при формовке лучше руководиться советскими заводскими инструкциями.

В этих главах разобраны вопросы измерений характерных величин выпрямителя (падения напряжения в дуге, величины обратного тока), а также описаны явления обратного зажигания.

В целом книга является полезной и необходимой для работников эксплоатации и работников, специально занимающихся трансформаторами и схемами питания ртутных выпрямителей и преобразователей.

К моменту выхода в свет этих заметок уже появится русский

перевод с английского под ред. М. М. Альбац книги Маннограда, издаваемой Госжелдориздатом. К сожалению, эта книга на весьма плохой бумаге и содержит большое количество опечаток как в тексте, так и в формулах.

Что же касается добавлений д-ра Gramisch к книге авторов, их в более полном виде можно найти в статьях Иофьева и Бейлина, проф. Круга<sup>1)</sup>.

Инж. Т. М. С.

## ХРОНИКА

### Ленинградский физико-технический институт (ЛФТИ)

#### Теллуровый термостолбик простого устройства и большой чувствительности

Имея теллур Te и висмут Bi, можно простыми средствами построить термостолбик, только раза в два уступающий термостолбику Моля. Правда, эти термостолбки непрочны и теряют свою э. д. с. через более или менее непродолжительное время, но для ряда наблюдений в течение от одного до трех дней они по большей части могут считаться вполне пригодными.

Теллур и висмут наносятся на стеклянную пластинку шириной  $0,5 \pm 1$  см, длиной  $5 \pm 6$  см и толщиной около 1,5 мм. Сначала наносится Te как вещество, плавящееся при более высокой температуре. Кусочек Te кладется на край пластинки с одного ее конца. Держа пластинку за другой конец, вводят край с Te в пламя спиртовой лампочки или уменьшенное пламя бунзеновской горелки, одновременно разогревая в пламени конец стеклянной палочки. Когда Te начнет плавиться, растирают его палочкой по краю пластинки (вынося ее из пламени) и по ближайшему ребру, пока не получают довольно тонкий и ровный слой Te вдоль края пластинки и очень тонкий слой на ребре (толщине) пластинки. Операцию натирания Te можно повторять несколько раз, пока не получится ровная полоска по краю и сплошной тонкий слой по ребру. Надо убедиться при этом с помощью лупы, что оба слоя соединяются между собой на углу пластинки.

Пока пластинка не остывла, с другой ее стороны на том же краю кладут кусочек Bi и другой чистой стеклянной палочкой, накаленной почти докрасна, натирают Bi тонким слоем по краю пластинки; этой же палочкой, имеющей уже на себе Bi, наносят тонкий слой Bi (не беря новых его количеств) на ребре поверх слоя Te.

Bi легко и прочно наносится при этом на некоторые сорта стекла и с большим трудом на другие. В последнем случае надо очистить покрываемую Bi поверхность щеточью и даже тонкой наждаковой бумагой и хорошо протереть чистой замшой.

Если слои нанесены удачно (на протяжении  $2 \pm 2,5$  см), то мы имеем две полоски Te и Bi, соединенные на ребре сплавом Te-Bi. Теперь при помощи тонкого напильника или кусочка лобзиковой пилки разделяем полоски Te и Bi на краях и на ребре на отдельные элементы, т. е. на полоски, перпендикулярные ребру пластинки и соединяющиеся между собою на ребре. Эти полоски лучше брать не уже 3 мм, иначе при прорезывании промежутков они легко отскакивают. Обыкновенно выходит  $5 \pm 7$  элементов.

Когда отдельные элементы вырезаны, остается соединить их последовательно. Это делается при помощи станиолевых полосок, приклеиваемых на чистый край стекла гуммиарбиком или другим kleem так, чтобы промежутки оставались чистыми. Остается припаивать полоски к Te и Bi.

Для припаивания удобно взять сплавы, имеющие очень низкую точку плавления (Вуда и Розе). Но как Sn, так и названные металлы на спаиваются с Te. Поэтому надо на кончики теллуровых полосок

предварительно нанести немножко Bi. При помощи (не сильно) стеклянной палочки и кусочков сплавов Bi и ния соединяются тогда с полосками Te и Bi.

При помощи же сплава Вуда (или Розе) присоединяют цам всей цепи термоэлементов тонкие медные проволочки, рекомендуется предварительно приклеить к стеклу сургуч.

Так как острые углы пластинки почти всегда представляют большое сопротивление, то лучше их предварительно обтачивать на точильном камне. Также и поверхность ребристинки, если она очень неровная, лучше предварительно шлифовать.

Ребро пластинки, на котором расположены спаи элементов представляет поверхность, на которую концентрируется избыток энергии.

Из построенных нами по этому способу термостолбиков удачные были:

Термостолбик	Сопротивление	Электродвижущая сила на 1°	Чувствител по сравн с Моли
1	54	450	1:5
2	8	650	1:2
3	70	800	Почти одинак

Испробованный на лампочку Геффнер—Альтека первый термостолбик с цилиндрической кварцевой линзой (диаметр 5 см) в реции 6 м от лампочки 6 шт отклонение и в расстоянии 2,5 см

(с гальванометром  $70 \Omega$ , 10 А).

Средний из этих термостолбиков сохранился без заметного изменения больше месяца (потом он разбился). Первый недели две стал заметно слабеть. Последний держался несколько дней.

Иногда можно восстановить э. д. с. ослабевшего термостолбика оживляя спаи раскаленной стеклянной палочкой. Но по большей части при этом происходят в течение ближайшего получаса бы колебания э. д. с., пока она более или менее прочно не установится никогда на большой, а иногда и на незначительной величине.

Стекло, конечно, создает инерцию в нагревании и охлаждении термостолбика. Но оба металла настолько хрупки, что вряд ли нибудь удастся построить из них достаточно прочные термостолбики без держащего слоя. При опытах с раскаленной (температурой  $1000^{\circ}$ ) никромовой нитью и с лампочкой Геффнер—Альтека инерция и енных термостолбиков не затрудняла заметным образом измерение.

М. А. Левитин

### Всесоюзный электротехнический институт (ВЭИ) Пайка алюминиевых проводов в электромашиностроении

В коррозионной лаборатории отдела электротехнических материалов ВЭИ закончена работа, имевшая целью нахождение способа пайки алюминиевой обмотки электродвигателей и динамомашин с медными коллекторными пластинами, а также пайки концов алюминиевой обмотки с алюминиевой и медной проволокой.

Находясь в связи с задачей замены медной обмотки в электрических машинах алюминиевой с оксидной изоляцией, выполненная работа позволила:

1. Выявить, что в отношении выбора припоя и флюса наиболее соответствующим является цинк-оловянный припой с добавкой серебра (замена серебра медью возможна, но лишь для менее ответственных паяк); в качестве флюса наилучшие результаты показал стеарин.

2. Выработать производственные инструкции по способам пайки лент и шин, проволок и коллекторов с алюминиевой обмоткой.

1) "Электричество", № 9, 1933, стр. 50, № 15, стр. 3 и № 16, стр. 9.

3. Рекомендовать бензоамилоновый лак для защиты места пайки от коррозии.

4. Выявить высокую электропроводность медно-алюминиевых спаев, механическую прочность их при температурах от общей до  $200^{\circ}$ , устойчивость против вибраций и действия яркого света (необходима дополнительная проверка опыты при длительной работе двигателей).

5. Показать практическую возможность пайки обмоточных шин и проводов, но предпочтительность сварки встык в тех соединениях, которые не допускают утолщения.

6. Выявить возможность широкого применения способа пайки проводов с помощью муфт в монтажных работах, при электрорудовании подвижного состава, воздушного флота и т. д. Для крупных коллекторов тяговых моторов применим обычный способ с предварительным сушением алюминия, но для пайки мелких коллекторов требуется дополнительная механизация процесса, и их пайка простым погружением в припой невозможна.

А. П. Примаков

## Производственный рентгеновский контроль сварных швов в котлах

Использование рентгеновского контроля на заводах, изготавливающих котлы, является неотложной задачей. Рентгеновская группа отдела электротехнических материалов ВЭИ организовала соответствующую установку на заводе „Парострой“, где в результате массовый производственный рентгеновский контроль котлов применяется впервые в СССР.

Модифицированная ВЭИ методика контроля предпочитает способ рентгенофотографии, т. е. фиксирования рентгеновского изображения на пленке. При помощи микроскопического рентгеноснимка можно определены газовые поры, усадочные раковины, шлакоподключения, окислы, непровар и прочие дефекты сварного соединения. Помимо этого производство предварительных перед сваркой и изделий рентгеноанализов с последующим после сварки проверяют возможность улучшить сварку и избежать брака сварки в новых изделиях.

Все испытания образцов на заводе „Парострой“ производятся в цеховой рентгеновской лаборатории. Испытания отдельных обечайек и барабана в целом производятся также в цеховой лаборатории, где обечайки устанавливаются на тележки, имеющие приспособление для поворачивания обечайки вокруг оси, и вкатываются в лабораторию по специальному пути. Шов обечайки размечается на части, соответствующие размеру пленки; с обратной стороны шва с внутренней стороны обечайки укрепляется специальная (не плоская) кассета с пленкой. На подготовленную таким образом часть обечайки центрируется рентгеновская трубка. В зависимости от показаний рентгенограммы шов обечайки бракуется целиком или частично. Исправленные места проверяются вновь.

Стоимость рентгеновского контроля при помощи снимка на 1 т шва толщиной в 10 мм определяется в 4 р. 73 к.

Стоимость, например, полного рентгеновского контроля сварного вертикального котла Шухова определяется в 44 р. 37 к.

## Использование отходов хлористого бензола для получения бензиламилоновых смол

Со с намечающейся постановкой производства бензиламилона на ХЭМЗ и заводе „Динамо“, бензилцеллюозы на Владивостокском и Охтенском комбинатах „Союзхимпластмасс“ и бензилла на Владимирском химкомбинате промышленность будет в большом количестве отходы при производстве хлористого бензола.

В технической лаборатории отдела электротехнических материалов была проведена работа по исследованию возможности использования указанных отходов. Галоидопроизводственные толуола (диенхлорид, моно-, орто-, пара и метахлорбензилхлориды и т. д.) и между собой и совместно с осмолившейся частью состава отходы производства хлористого бензола. Опыты бензилирования картофельной муки с неперегнанными и перегнанными отходами хлористого бензола были проведены по следующей схеме: картофельная мука обрабатывалась 24 часа раствором щелочи из расчета 1 кг едкого натра на ангиридит глюкозы. Бензилирование

производилось в течение 10 час. в стеклянных колбах с обратным холодильником. 3 весовых части отходов хлористого бензола брались на 1 весовую часть сухой картофельной муки. После бензилирования продукт в колбе промывался несколько раз горячей водой, затем через него пропускался пар для удаления не вошедших в реакцию веществ. Наконец, продукт несколако раз промывался водой и обезвоживался при 105° С.

Выходы исследования показали, что из отходов хлористого бензола и картофельной муки получаются плавкие смолы, растворимые в обычных органических растворителях. Эти смолы переходят в не-плавкое и нерастворимое состояние при действии параформальдегида так же, как и бензиламилоновые смолы из чистого хлористого бензола. Лаковые пленки этих смол обладают высокими электрическими показателями, что указывает на возможность использования их в электроизоляционной промышленности для изготовления лаков.

А. П. Примаковский

## КНИГИ И ЖУРНАЛОВ

### Электромашиностроение

DEWALD, Питание асинхронного двигателя напряжением низкой частоты, „ETZ“, 1933, N. 33

Производство встречается часто необходимость двигателей, работающие нормально с большим числом оборотов, временно пускать на пониженной скорости, примерно  $1/10$  номинальной скорости. Понижение скорости в таких пределах введением сопротивления ротора асинхронного двигателя неэкономично, кроме того, скорость сильно зависит от нагрузки. В других случаях нормальной работы требуются тихоходные двигатели, что при данной частоте обуславливает большой диаметр двигателей. В случаях представляется целесообразным питание двигателей напряжением низкой частоты. Для получения низких частот можно пользоваться мотор-генератором или асинхронным одноякорным генератором.

Рассматривает работу асинхронного двигателя при низкой частоте и приходит к следующим выводам:

работе асинхронного двигателя с частотой, равной  $1/10$  от номинальной ( $f = 50$ ), и при пропорциональном понижении напряжения в клеммах двигателя опрокидывающий момент двигателя резко падает, что объясняется значительным увеличением удельного омического сопротивления при такой частоте.

Улучшение рабочих характеристик необходимо держать на уровне значительно выше, чем это соответствует отношениям например, при работе с  $1/10$  номинальной частоты примерно  $+60\%$  выше.

В таком случае опрокидывающий момент остается таким же или даже опрокидывающий момент при нормальной частоте. Пусть момент получается значительно выше по сравнению с нормальной частотой, если в последнем случае не применяются особые меры (специальный ротор, пусковое сопротивление). Коефициент  $K_1$  при полной нагрузке примерно одинаков, а при пуске значительно лучше. Насыщение оказывается в отношении потерь при холостом ходе, так как с увеличением нагрузки э. д. с. она уменьшается за счет омического сопротивления, и индуктивность падает. Второе влияние насыщения оказывается в том, что при первичном токе вначале уменьшается и только при полной нагрузке опять возрастает.

Инж. В. Матюхин

Вологодская областная универсальная научная библиотека

www.booksite.ru

Исследования маслонаполненных кабелей, „Elektricitätswirtschaft“ № 23, 1932, стр. 514—519.

Обширная иностранная литература по кабелям с жидким масляным наполнением заостряет внимание преимущественно на вопросах конструктивно-монтажного порядка. В реферируемой статье трактуется об исследованиях электрических характеристик маслонаполненных кабелей.

Исследовались маслонаполненные кабели: одножильный с толщиной изоляции в 16 шт и трехжильный с отдельными освинцованными жилами и фазовой изоляцией в 8 шт. Проводящая медная жила исследованных кабелей сечением 95 шт<sup>2</sup>, выполненная полой, без опорной спирали, служила одновременно и каналом для масла. Диаметр канала равен 10 шт при наружном диаметре жилы в 14,9 шт. Одножильный кабель бронирован двумя слоями алюминиевой ленты поверх оловянно-свинцовой оболочки толщиной в 3 шт. Три жилы трехжильного кабеля, из которых каждая покрыта свинцовой оболочкой толщиной в 2,5 шт, скручены обычным способом и бронированы железной лентой в два слоя.

Несмотря на то, что сушильно-пропиточный процесс маслонаполненных кабелей обычно очень сильно отличается от такого для кабелей, пропитанных вязкими составами, процесс изготовления изоляции исследованных кабелей был таким же, как и для кабелей, пропитанных вязкой массой<sup>1</sup>). Масло было дегазировано и обладало вязкостью в 2,5 и 1,5° Энглера при температурах соответственно в 20 и 50° С. После пропитки кабели покрывались свинцовой оболочкой. Во время испытаний кабели соединились с оригинальными по конструкции, компенсационными резервуарами, препятствовавшими непосредственному соприкосновению пропитывающего масла с воздухом. Для электрических испытаний концы кабеля были введены в фарфоровые концевые муфты.

Для испытаний при повышенных температурах кабели нагревались током по свинцовой оболочке от специального нагревательного трансформатора. Металлическое экранирование вторичной обмотки этого трансформатора от первичной дало возможность измерять диэлектрические потери в кабелях без выключения нагревающего тока. Температура кабеля контролировалась по измерениям сопротивления жилы посредством моста Томпсона.

Опытные концы одножильного (50 шт) и трехжильного (38 шт при параллельном соединении трех жил) маслонаполненных кабелей

<sup>1)</sup> Очевидно, если была утечка масла, то она восполнялась маслом из компенсационных резервуаров.

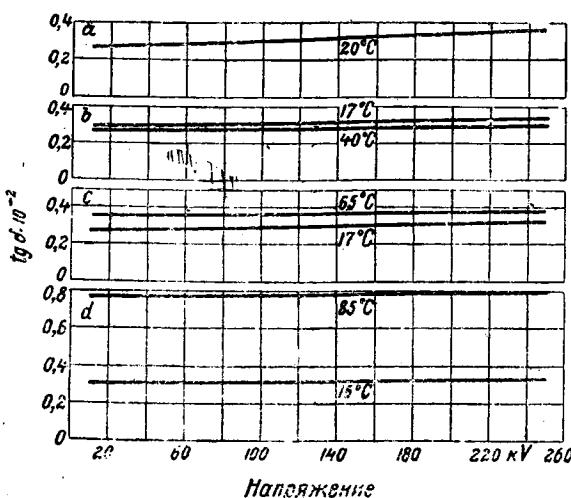


Рис. 1. Исследование устойчивости одножильного маслонаполненного кабеля толщиной изоляции в 16 мм

подвергались испытаниям на устойчивость (рис. 1 и 2). Устойчивость определялась измерениями угла диэлектрических потерь  $\text{tg} \delta$ , в следующей последовательности: 1) при комнатной температуре 2) при повышенной температуре и 3) при комнатной температуре после охлаждения кабеля. При наивысших испытательных напряжениях одножильного кабеля в 250 kV и трехжильного в 130 kV максимальные градиенты на поверхности жилы достигали соответственно 29 kV/mm и 24 kV/mm.

Кривые угла диэлектрических потерь, измеренные при комнатной температуре после ряда нагревательных циклов, в совершенстве совпали (рис. 1 и 2) с кривыми  $\text{tg} \delta$ , измеренными до нагрева. Несмотря на суровую термическую и электрическую нагрузку, кабели остались устойчивыми. Возрастание угла диэлектрических потерь с ростом температуры незначительно и при постоянной температуре  $\text{tg} \delta$  практически не зависит от напряжения.

Одножильный и трехжильный маслонаполненные кабели испытывались на устойчивость и в том случае, когда в середину опытных концов включались соединительные муфты, нагреваемые (помимо тока, нагревающего кабель) еще специальными нагревательными спиралью. Хотя кривые, измеренные при тех же температурах, что и в предыдущих испытаниях, лежат выше представленных на рис. 1 и 2, но также не зависят от напряжения, что указывает на совершенную устойчивость кабелей.

Для сравнения с трехжильными маслонаполненными кабелями испытывалась на устойчивость (рис. 3) трехжильный кабель, пропитанный вязкой массой, с отдельно освинцованными жилами, толщина изоляции и сечение токопроводящей части которых были те же, что и у сравниваемого маслонаполненного кабеля. При наивысшем испытательном напряжении в 100 kV максимальный градиент на по-

верхности проводника равнялся 19 kV/mm. Измерения при подъеме и снижении напряжения, при нагреве до 40°C был еще вполне устойчив (рис. 3), нагрев до температуры обнаружил поразительное падение  $\text{tg} \delta$  при подъеме напряжения, а снижение напряжения не вызвало никакой разницы в кривых  $\text{tg} \delta = f(E)$ , измеренных при этом и падающем напряжении.

Кривая  $\text{tg} \delta = f(E)$ , снятая на кабеле после его охлаждения при комнатной температуре окружающей среды, расположилась значительно ниже, измеренной до нагрева. После измерений кабель через 45 мин. при напряжении в 150 kV и температуре 20°C

Для проверки описанных испытаний кабелей на устойчивость испробован на трехжильном маслонаполненном кабеле (параллельном соединении трех жил) еще один оригинальный иключающийся в сравнении кривых заряда и разряда кабеля после комбинированной электрической и термической нагрузки напряжением постоянного тока в 300 V (рис. 4).

Как известно, во всяком техническом (несовершенном) трике наблюдаются отклонения от свойств идеального трика, называемые "аномалиями", характеризуемые аномальными токами заряда и разряда при постоянном напряжении и динамическими потерями. Аномальные явления объясняются процессом дополнительной зарядки и разрядки вкрапленных в диэлектрик нородностей, и они зависят от свойств молекул, а в особенности структуры диэлектрика. Поэтому при анализе изменений в структуре кабельной изоляции, которые могут появиться от комбинированного воздействия на нее температуры и напряжения, можно руководствоваться и изменениями в ходе кривых заряда и разряда постоянного напряжения.

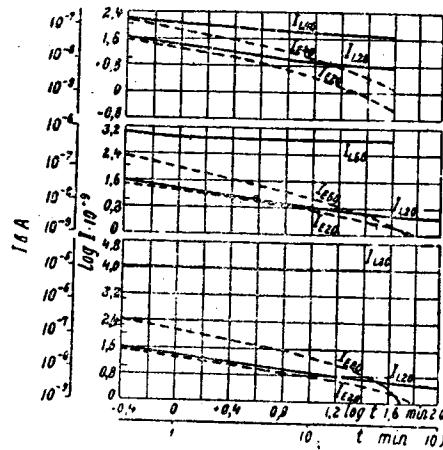


Рис. 4. Исследование устойчивости трехжильного маслонаполненного кабеля (толщина фазовой изоляции 8 mm) путем измерений заряда и разряда при постоянном напряжении до и после нагрева кабеля ( $I_L$  — ток заряда,  $I_E$  — ток разряда)

При опытах первоначально измерялись диэлектрические потери при окружющей ( $20^\circ\text{C}$ ) и повышенной температуре, после чего при той же температуре снимались кривые заряда и разряда с помощью чувствительного зеркального гальванометра при постоянном напряжении; следующее измерение при постоянном токе производилось после охлаждения до температуры в  $20^\circ\text{C}$ .

Кривые рис. 4 вычерчены в двойном логарифмическом масштабе (по оси абсцисс отложены Бригговы логарифмы времени в минутах, по оси ординат — Бригговы логарифмы тока, за единицу которого выбран  $10^{-9}$  A). Токи заряда  $I_L$ , измеренные после охлаждения кабеля до температуры окружающей среды, при всех трех температурах почти полностью совпадают; то же относится и к кривым разряда  $I_E$  при втором и третьем измерениях. Отклонение  $I_E$  при первом измерении объясняется недостаточно долгим приемом постоянного тока перед разрядом. Кривые токов заряда и разряда при комнатной температуре ( $20^\circ\text{C}$ ) в своей начальной (прямые отрезки на чертеже) хорошо подчиняются уравнению  $I = I_0 \cdot t^{-m}$ , где  $I$  — наблюдаемый ток через время  $t$ ,  $I_0$  — ток в момент времени 1 мин. и  $m$  — константа, равная для данного объекта 0,5. Из измерений при постоянном напряжении, так же как и из кривых  $\text{tg} \delta$ , можно вывести заключение, что изоляция маслонаполненного кабеля не изменяется от комбинированного воздействия термической и электрической нагрузки. Однако автор считает необходимым постановку дальнейших более глубоких исследований при постоянном напряжении, чтобы по ним можно было с уверенностью судить об устойчивости кабеля.

За неимением достаточного количества опытных образцов обычно измеряется на кабелях кривой жизни, определяющей напряжение, которое кабель лежит без пробоя бесконечно долго (пределное напряжение), были включены три конца одножильного маслонаполненного кабеля вышеописанной конструкции на напряжение в 200 kV. Температура на образцах поддерживалась постоянной: в первом 80, во втором 40, в третьем  $45^\circ\text{C}$ . Пробой первого кабеля произошел через 2 ми-



Рис. 2. Исследование устойчивости маслонаполненного трехжильного кабеля с отдельно освинцованными жилами и толщиной фазовой изоляции в 8 mm

Рис. 3. Исследование устойчивости трехжильного кабеля, пропитанного вязкой массой. Сечение медной жилы 95 mm², толщина фазовой изоляции 8 mm

через 15 мин. и третий пробился через 9 час. Максимальный ток на поверхности жилы при этом напряжении равнялся ...

тогда диэлектрических потерь ( $\tan \delta$ ) относительно мало увеличивается с возрастанием температуры (рис. 2), то, как следует из новых результатов испытаний на пробой, наблюдается сильнотемпературная зависимость пробивной прочности кабельной жилы. Сравнивая полученные результаты с кривыми жизни кабелей с пропитанными вязкими составами, можно приблизенно установить предельное напряжение для испытанного маслонаполненного в 170 кВ, что соответствует максимальному градиенту на длине жилы в 31,5 кВ/мм.

На основании вышеописанных опытов можно утверждать, что по ряду преимуществ маслонаполненный кабель имеет такую же надежность в эксплуатации, как и кабель, пропитанный вязкой смолой с удвоенной толщиной изоляции. Вследствие значительных размеров маслонаполненный кабель может, несмотря на высокую стоимость монтажа, конкурировать по экономичности с кабелем, пропитанным вязкой массой даже при средних напряжениях. Однако основной областью применения маслонаполненного кабеля остается область высоких и сверхвысоких напряжений.

Инж. И. Г. Герценштейн

Измерение температуры кабеля, "Engineering", 21/X 1932, № 6 рис.

измерения температуры в различных местах кабеля необходимо иметь возможность измерить температуру его сердечника. Но точное измерение температуры сердечника кабеля не является возможным, косвенно же она может быть определена путем измерения температуры свинцовой оболочки кабеля и разницы температур сердечника и свинцовой оболочки; сумма двух измерений дает действительную температуру сердечника кабеля. В приборе для измерения температуры сердечника кабеля осуществляется (рис. 1). Как видно, он включает так называемый "reference"-кабель, состоящий из куска кабеля, имеющего характеристики, подобные испытуемому. Этот "reference"-кабель

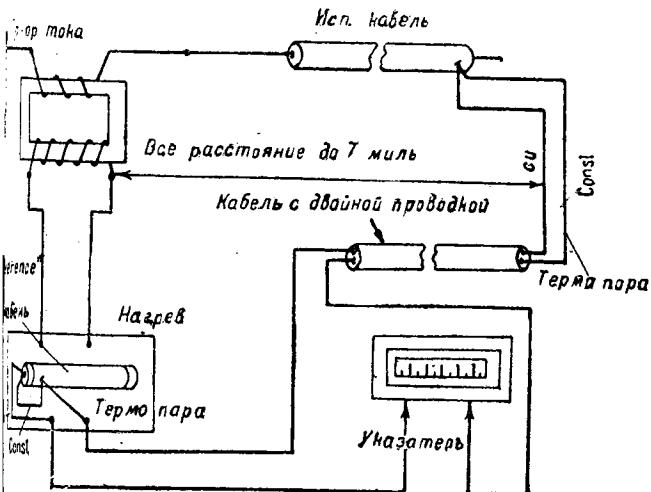


Рис. 1. Схема прибора для измерения температуры кабелей

и свинцовым колпачком и изолированным кольцом на каждом из него, чтобы предупредить утечку тепла, а в центре сердечника кабеля заменены подогревателем из медной проволоки. Как видно из рис. 1, нагреватель питается от вторичной цепи трансформатора тока, первичная цепь которого соединена последовательно с испытуемым кабелем. Сопротивление нагревателя таково, что потери в "reference"-кабеле на единицу длины его прохождения тока в 5 А будут, например, одинаковы с омическими потерями на единицу длины испытуемого кабеля. "Reference"-кабель снабжен двумя термопарами; одна из них находится в сопротивлении с сердечником кабеля, вторая соединена против первичной оболочки; результат таков, что разница температур сердечника и температурой оболочки может быть измерена. Эти две термопары включены последовательно, соединенной с оболочкой испытуемого кабеля, температура сердечника которой требуется измерить. Все термопары состоят из медной и константановой проволоки, надлежащим образом приварены и имеют известные термоэлектрические характеристики. Эти последние соединены с указательным прибором, эталоном в градусах Цельсия. Так как вариация температуры окружающего воздуха может быть значительна, то прибор снабжен компенсирующим механизмом, который автоматически исправляет измерение температуры окружающей среды.

Инж. Л. Брауде

## Измерительные приборы

Измерительные трансформаторы, "Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens", 1933, T. XXIV, p. 85—112.

Во время конференции, организованной электротехнической секцией Цюрихской высшей технической школы, представители различных электротехнических фирм дали результаты усовершенствований, реализованные их фирмами в области конструкции измерительных трансформаторов, где ошибки этих последних, получаемые вследствие падения напряжения в обмотках или вследствие сдвига фаз между первичной и вторичной цепями, доведены до минимума. Здесь все эти данные фирм и резюмируются.

Уменьшение ошибок измерительных трансформаторов достигается вообще уменьшением намагничивающего тока, для чего употребляется железо со сплавом никеля, или же потребляется магнитная цепь с постоянной проницаемостью, полученной от вспомогательного намагничивания, вследствие которого железо достигает насыщения соответствующей индукции, находящейся между 2000 и 3000 гауссами, к которой еще прибавляется индукция от 400 до 800 гауссов вследствие собственного намагничивания. Намагничивающий ток можно также получить при помощи независимого источника или его компенсировать емкостным током.

Но кроме этих вопросов точности имеются и другие, играющие немаловажную роль,—это вопросы, имеющие отношение к сопротивлению измерительных трансформаторов, к термическим и динамическим действиям токов короткого замыкания, а также к защите их от волн перенапряжений с крутым фронтом. Предложенных решений очень много, вследствие чего измерительные трансформаторы представляют еще сейчас большую вариацию типов.

Улучшения конструктивного порядка, внесенные фирмами для измерительных трансформаторов, следующие.

Фирма BBC создала тип трансформаторов напряжения, имеющего изолирующую оболочку, которая соединяет высоковольтную клемму с основанием трансформатора, закрывает высоковольтную обмотку, середина которой присоединяется к сердечнику. Металлические кольца, расположенные по длине этой обмотки, производят равномерное распределение электрического поля. Эти трансформаторы более точны, чем каскадные трансформаторы, и менее дороги, чем маслонаполненные трансформаторы с двумя высоковольтными клеммами. Фирма BBC превозносит шинные трансформаторы тока и кольцевые трансформаторы,—два типа, которые могут быть использованы в случаях, когда особенно приходится бояться коротких замыканий.

Фирма SH поставляет уже трансформаторы тока с открытыми магнитными цепями; это—трансформаторы с сухой изоляцией, способные сопротивляться волнам с крутым фронтом и коротким замыканиям, превосходящим в 200 раз номинальный ток. По данным этой фирмы трансформаторы с перекрывающимися кольцами вполне подходят к высоким напряжениям и дают поэтому очень надежную работу. В области трансформаторов напряжения приложение принципа изолирующих оболочек дало возможность на много уменьшить вес трансформаторов; маслонаполненные трансформаторы напряжения предпочтительнее трансформаторов с сухой изоляцией, представляющих большие конструктивные трудности, когда дело касается трансформаторов тока. В самом деле, маслонаполненный трансформатор очень надежен в работе, после того как он прошел восьмичасовое испытание или во всяком случае испытание, при котором был снят его угол потерь в отношении напряжений или времени.

Фирма Ateliers de construction électriques de Delle ограничивает различные факторы, влияющие на трансформаторы тока следующим образом: усилия вследствие термического действия уменьшаются ограничением температуры меди приблизительно до 250°C, для чего увеличивается сечение обмоток. Чтобы уменьшить потребление энергии, можно прибегнуть к частичному короткому замыканию первичной обмотки, оставив только ампервитки, необходимые для работы аппаратов, соединенных с трансформатором. Механические усилия вследствие электродинамических эффектов между проводниками уменьшаются возможным увеличением расстояния между ними. В некоторых случаях входящие и выходящие проводники расположены так, что они являются продолжением один другого. Когда дело касается концентрических катушек, необходимо чтобы они были одинаковой длины и точно центрированы. Наконец, защита трансформаторов тока от перенапряжения получается шунтированием первичной цепи при помощи сопротивления и увеличением изоляции между входящими проводами и слоями.

Фирме AEG удалось уменьшить размеры (именно высоту и вес) своих маслонаполненных трансформаторов, расположив магнитный сердечник горизонтально и приложив принцип обратного намагничивания, состоящего в том, чтобы увеличить проницаемость сердечника и этим уменьшить намагничивающий ток, для чего употребляются два добавочных намагничивания, противоположных один другому, в двух различных цепях, разделенных зазором. Один из этих сердечников намагничивается излишком первичных ампервитков, а другой — излишком вторичных ампервитков, откуда получается присутствие двух магнитных потоков обратного направления. Таким образом со слабым намагничивающим током можно работать на прямолинейной части кривой намагничивания, что позволяет не только уменьшить ошибку трансформатора, но также сохранить ее постоянной в очень больших пределах.

Инж. Л. Брауде

## Электрификация транспорта

**Электрификация шведских государственных железных дорог,**  
The J. I. E. E., Vol. 72, май 1933, стр. 385—401

Первоначально электрификацией шведских государственных железных дорог преследовалась цель избавиться от ввоза иностранного топлива. Практика, однако, показала, что помимо рационального использования гидроэлектрических ресурсов электрификация железных дорог увеличивает провозную способность линий и значительно улучшает общие условия эксплоатации дороги.

К началу 1932 г. было электрифицировано 910 км одиночного пути и велись работы по введению электрической тяги на дальнейших 860 км. К началу 1934 г. должно быть электрифицировано 1 770 км, что составить 26,3% от общего протяжения шведских государственных дорог.

В настоящее время электрическая тяга введена на железнодорожной "северной" магистрали в 450 км, и на участке Стокгольм—Гетеберг в 460 км. После введения электрической тяги на северной магистрали вес поездов на ней увеличился на 50%, а коммерческая скорость удвоилась, и таким образом провозная способность линии возросла в три раза.

Электрификация северной магистрали позволила обойтись без второго пути и дала возможность сэкономить на капитальных затратах и на эксплоатационных расходах. Электрификация прочих линий, однако, дала менее разительные экономические результаты, что следует, главным образом, приписать тому, что станции и узлы этих линий не позволяли применять более длинные составы, чем при паровой тяге.

В феврале 1920 г. в шведский парламент был внесен проект электрификации линии Стокгольм—Гетеберг. Общая сумма затрат, включая стоимость электровозов, была исчислена в 5 800 000 ф. ст. Тариф на электроэнергию был взят 0,4 пенса за 1 kWh.

Общее удорожание работ и материалов было принято в 150% по сравнению с давленным временем. При этих предпосыпках предполагалось иметь не менее 21% чистой прибыли после выплаты 5% годовых на затраченный капитал, который, таким образом, погашался в четыре года. Расчеты эти оказались, однако, совершенно ошибочными. Резкое падение цен на уголь заставило в корне пересмотреть весь проект и принять решительные меры к уменьшению начальных затрат. В результате работ новой экспертной комиссии в мае 1923 г. правительству был передан проект электрификации стоимостью всего лишь в 2 140 000 ф. ст.

Уменьшение затрат согласно новому проекту достигалось тремя путями: 1) питанием тяговых подстанций от общегосударственной сети трехфазного тока (вместо проектировавшегося ранее питания от собственных электростанций); 2) уменьшением электрофазного парка вследствие снижения грузооборота; 3) падением цен на рабочие руки и материалы. Экономические подсчеты показывали, что при существовавшем в 1923 г. сравнительно небольшом движении электрическая тяга эквивалента паровой при цене угля в 1 ф. ст. 17 шилл. и при уплате 5% годовых. При ожидавшемся после введения электрической тяги возрастании грузопотоков на 25% электрическая тяга была бы одинаково выгодна по сравнению с паровой уже при цене угля в 1 ф. ст. 8<sup>1/2</sup> шилл. Вследствие кризиса цены на уголь упали в 1924 г. до 1 ф. ст. 1 шилл. 8 пенсов; в 1925 г. до 17 шилл. 8 пенсов; в 1927 г. до 17 шилл., а в сентябре 1931 г. до 16 шилл. В условиях кризиса весьма трудно было подсчитать действительную экономию, но все же можно утверждать, что электрическая тяга во многих отношениях превосходит паровую, и что после электрификации грузооборот на данной линии сразу же возраст. Заметно повысился коэффициент использования центральных электрических станций и улучшился коэффициент мощности сети благодаря установке на тяговых подстанциях синхронных преобразователей. Практика показала, что экономическое расстояние между подстанциями должно быть порядка 100—160 км.

Первоначально тариф на энергию был установлен в 0,5 пенса за 1 kWh на трехфазных шинах тяговых подстанций при 6 300 V. Ввиду того что дорога потребляла ежегодно до 70 млн. kWh, было проведено специальное исследование вопроса электроснабжения и введен дифференцированный тариф в среднем 0,36 пенса за 1 kWh.

При сооружении пяти тяговых подстанций и контактной сети полностью учтен опыт северной железной дороги и достигнуто максимальное удешевление строительства. С этой целью высоковольтная трехфазная линия для нужд моторной и осветительной нагрузок станций была проложена на тех же опорах, что и контактная сеть.

В целях большей надежности и экономичности все линии связи (телефонные и телеграфные), а также осветительные станционные линии были кабелированы.

Для обслуживания всех типов поездов и для маневровых на линии Стокгольм—Гетеберг было первоначально запрошено четыре типа электровозов. В дальнейшем, однако, решили обойтись всего лишь одним типом электровоза в 1 660 л. с. ведущими осями и двумя бегунками (1-С-1). Благодаря наличию зубчатых передач удалось приспособить этот электровоз для пассажирских поездов весом в 550 т, так и для товарных в 900 т. Максимальная скорость в первом случае достигает и во втором 72 km/h.

Для маневровой работы этот электровоз оказался мало пригоден и впоследствии для маневров поставили специальные электровозы типа "С" весом в 47 т и мощностью в 700 л. с. Маневровые электровозы обслуживались одним человеком и прекрасно справлялись с составами до 600 т. Оборудование их было сделано одинаковым с линейными электровозами. Благодаря уменьшению числа электровозов до двух значительно возросло их испытание и удалось в 1930 г. иметь пробег в 106 000 км на линейной.

Маневровые электровозы практически работали день и ночь, и это было возможно благодаря стандартизации деталей. Стоимость ремонта и содержания электровозов на одну милю пробега составляла лишь 2,3 пенса, в то время как для паровозов этот расход был 4,65 пенса.

Согласно подсчетам 1929 г. экономия на рабочем составе составляла 87 000 ф. ст. и на прочих эксплоатационных расходах 25 300 ф. ст.

Интересно отметить, что общие эксплоатационные расходы на электрической тяге были, несмотря на возросший грузооборот, меньше, чем до электрификации при паровой тяге, доходчиво метко вспомнил.

Благоприятные результаты электрификации линии Стокгольм—Гетеберг и других линий побудили шведское правительство в 1931 г. разработать и начать проводить в жизнь электрификацию целой замкнутой железнодорожной сети. Благодаря непосредственному примыканию этой сети к электрифицированной линии Стокгольм—Гетеберг будет достигнуто еще лучшее использование существующих электровозов, линий передач электрической энергии и некоторых тяговых преобразовательных подстанций. Для вновь запроектированной сети в 1 595 км одиночного пути требуется добавить всего лишь две новых подстанции, 75 линий электровозов и 21 маневровый.

Общая стоимость электрифицированных работ составляет 3 850 000 ф. ст., из них: преобразовательные подстанции 330 000 ф. ст.; контактная сеть 1 470 000 ф. ст.; высоковольтная осветительная сеть и переустройство освещения 188 000 ф. ст.; переоборудование связи 604 000 ф. ст.; переустройство мостов и сигналов 55 000 ф. ст.; электровозы 1 033 000 ф. ст.; электрическое отопление 170 000 ф. ст.; т. е. всего 3 850 000 ф. ст.

Реконструкция паровой тяги потребовала бы только 990 000 ф. ст., но зато годовые эксплуатационные расходы при ней (при 50% поездо-миле) были бы в 1934 г. выше.

По отдельным статьям эксплуатационные сбережения следующим образом: сбережения на персонале 122 000 ф. ст. на топливе (148 000 т) 201 900 ф. ст.; на смазке, водоснабжении и содержании угольных складов 17 600 ф. ст.; на содержании локомотивов 52 900 ф. ст.; на энергии на освещение и сигналы 9 900 ф. ст.; на товарных вагонах 2 200 ф. ст.; на содержании связи после кабелирования 5 500 ф. ст.; т. е. всего 412 000 ф. ст.

Дополнительные расходы на электрическую тягу состоят из следующих статей: уплата 4,55 процентов на капитал в 2 860 000 ф. ст.—130 100 ф. ст.; стоимость электроэнергии 149 200 ф. ст.; соправление и ремонт сети и подстанций 63 900 ф. ст.; т. е. всего 343 200 ф. ст.

Таким образом чистый доход от электрической тяги составляет 58 800 ф. ст. в год, причем не учтены многие другие факторы, имеющие значение.

Инж. В. Коновалов

## ПИСЬМО В РЕДАКЦИЮ

В редакцию журнала "Электричество"

Прошу в ближайшем номере вашего журнала поместить следующее: в рецензиях на книги "Реакторы" Ю. В. Буткевича, В. В. Хайлова И. Н. Ротгауз, помещенной в № 12 "Электричество" и "Комплекс проектирования типовых электростанций", под редакцией проф. Н. И. Сушкина, помещенных в № 13 "Электричество", в рецензиях были использованы материалы Н. Кр.-Библ. института ГИЗ РСФСР.

И. Чайков

ОГНИ—ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО

Технич. редактор Г. Г. Андреев

**РЕДКОЛЛЕГИЯ:** инж. Е. С. Аватков, проф. В. И. Вейц, инж. В. И. Банов, инж. М. Н. Грановская, инж. Я. А. Климовицкий, акад. Г. И. Кржижановский, инж. И. С. Палицын, М. И. Рубинштейн, инж. Н. И. Сазонов, проф. М. А. Шателев, проф. Я. Н. Шпильрейн.

**ОТВ. РЕДАКТОР** инж. Н. А. Сазонов

# ОТКРЫТА ПОДПИСКА на 1934 г. НА ЖУРНАЛ „ЭЛЕКТРИЧЕСТВО“

**Год издания 54-й**

Орган Главэнергопрома  
ВЭНИТО и Энергети-  
ческого института, Акаде-  
мии наук СССР

20 номеров в год

**Подписная цена:**

на 12 мес. . .	<b>25 р.</b>
на 6 мес. . .	<b>12 р. 50 к.</b>
на 3 мес. . .	<b>6 р. 50 к.</b>
Отдельн. номер	<b>1 р. 50 к.</b>

В группе энергетических журналов СССР „Электричество“ является основным руководящим научно-техническим органом, рассчитанным на квалифицированных работников электропромышленности и электрохозяйства.

**Программа журнала:** Современные научно-исследовательские, теоретические и практические проблемы электротехники и в частности вопросы электро-машинно- и аппаратостроения и техники высоких напряжений. Наиболее важные технические и технико-экономические вопросы проектирования, строительства и эксплуатации электростанций и вопросы электрификации промышленности, транспорта и сельского хозяйства. Освещение работы электротехнических научно-исследовательских институтов и крупнейших лабораторий. Освещение работы важнейших энергетических съездов, конференций и ВЭНИТО. Основные вопросы подготовки кадров, рационализации и стандартизации в электропромышленности и электрохозяйстве. Критическая библиография о вновь выходящей электротехнической литературе. Обзоры электрификации СССР и капиталистических стран. Рефераты на статьи в иностранной электротехнической печати.

**Подписку на журналы и деньги направляйте по адресу:** Москва, Центр, Ильинка, проезд Владимира (Юшков пер.), 4, Главной конторе периодических и подписных изданий ОНТИ „ТЕХПЕРИОДИКА“. **Подписка принимается** отделениями, магазинами и уполномоченными ОНТИ, снабженными соответствующими удостоверениями общественными сборщиками подписки на предприятиях, всеми отделениями и магазинами КОГИЗа всеми почтовыми отделениями и письмоносцами.

ОТКРЫТА ПОДПИСКА на 1934 год НА ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ЖУРНАЛ

# ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ И ЭЛЕКТРОМОНТЕР

ОРГАН ГЛАВЭНЕРГОПРОМА

10 номеров в год

**Год издания II-й**

**Задачи журнала:** освещение вопросов монтажа и применения электротехнического оборудования в различных отраслях народного хозяйства. Популяризация знаний в области электротехники сильных токов. Обмен опытом между работниками электромонтажей и электрохозяйства. Информация о достижениях союзной электропромышленности. Информация о новостях иностранной техники в области электрификации и сильноточной промышленности.

**Журнал рассчитан:** на квалифицированных электромонтеров, студентов, младший и средний техперсонал.

**Подписная цена:** на год 8 р. 40 к., на 6 мес. 4 р. 20 к. на 3 мес. 2 р. 10 к. Отдельный номер — 70 коп.

**Подписку на журналы и деньги направляйте по адресу:** Москва, Центр, Ильинка, проезд Владимира (Юшков пер.), 4, Главной конторе периодических и подписных изданий ОНТИ „ТЕХПЕРИОДИКА“.

**Подписка принимается** отделениями, магазинами и уполномоченными ОНТИ, снабженными соответствующими удостоверениями общественными сборщиками подписки на предприятиях, всеми отделениями и магазинами КОГИЗа, всеми почтовыми отделениями и письмоносцами.

# ОНТИ ЭНЕРГОИЗДАТ

ОТКРЫТА ПОДПИСКА НА ЖУРНАЛ  
на 1934 год

## ИЗВЕСТИЯ ЭЛЕКТРОПРОМЫШЛЕННОСТИ СЛАБОГО ТОКА

Орган Всесоюзного объединения  
электрослаботочкой промышленности.

10 номеров в год

Рассчитан на инженеров, техников, студентов и высококвалифицированных рабочих.  
ПОДПИСНАЯ ЦЕНА: на год—12 р.,  
на 6 мес.—6 р. Отдельный номер—1 р. 20 к.

## ЭЛЕКТРИЧЕСТВО

Орган Глаэнергопрома  
ВЭНИТО и Энергетического  
института Академии наук СССР

20 номеров в год

Рассчитан на квалифицированных работников  
электропромышленности и электрохозяйства.  
ПОДПИСНАЯ ЦЕНА: на год—25 р., на 6 мес.—  
12 р. 50 к., на 3 мес.—6 р. 25 к.  
Отдельный номер—1 р. 50 к.

## ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

ОГРАН  
ГЛАВЭНЕРГО

12 номеров в год

Рассчитан на инженеров-энергетиков и учащихся вузов.  
ПОДПИСНАЯ ЦЕНА: на год—18 р., на 6 мес.—9 р.,  
на 3 мес.—4 р. 50 к. Отдельный номер—1 р. 50 к.

## ИЗВЕСТИЯ ВСЕСОЮЗНОГО ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА

имени  
Ф. Дзержинского

Орган ВТИ имени Ф. Дзержинского.

10 номеров в год

Рассчитан на инженеров, техников, студентов вузов.  
ПОДПИСНАЯ ЦЕНА: на год—20 р.,  
на 6 мес.—10 р. Отдельный номер—2 р.

## ДИЗЕЛЕСТРОЕНИЕ

Орган Всесоюзного дизельного  
объединения научно-исследова-  
тельского института дизеле-  
строения и научно-технических обществ дизелестроителей.

6 номеров в год

Рассчитан на ИТС заводов, сотрудников институтов, препо-  
давателей вузов и техникумов и инженерно-технический  
персонал дизельных установок и судов.

12 номеров в год

ПОДПИСНАЯ ЦЕНА: на год—9 р. 80 к.,  
на 6 мес.—5 р. 40 к. Отдельный номер—1 р. 80 к.

## ТЕПЛО и СИЛА

ОГРАН  
ГЛАВЭНЕРГО

12 номеров в год

Рассчитан на инженеров-энергетиков, инженерно-техни-  
ческих работников электростанций, студентов вузов и др.  
ПОДПИСНАЯ ЦЕНА: на год—18 р., на 6 мес.—  
9 р., на 3 мес.—4 р. 50 к.  
Отдельный номер—1 р. 50 к.

## ГИДРОТЕХНИЧЕСКОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО

Орган Гидроэлектропроекта, Сектора водных ресурсов Госплана СССР, Гидроинто, Института гидротехники и гидроэнергетики, исследовательского института строительной гидротехники и инже-нерной гидрологии, Севозаводстроя и Средневолжгостроя

Рассчитан на инженерно-технических работников, занятых производством и эксплуатацией гидротехнических сооружений.

10 номеров в год

ПОДПИСНАЯ ЦЕНА: на год—16 р.,  
на 6 мес.—7 р. 50 к. Отдельный номер—1 р. 50 к.

## ВЕСТНИК КОЧЕГАРА

Ежемесячный журнал Государственного центрального бюро  
по обучению рабочих теплосилового хозяйства.

12 номеров в год

Рассчитан на кочегаров стационарных и судовых  
котельных установок на машинах, на низший и средний административно-технический персонал.  
ПОДПИСНАЯ ЦЕНА: на год—3 р. 60 к., на 6 мес.—  
1 р. 80 к., на 3 мес.—90 к. Отдельный номер—30 к.

**Подписку на журналы и деньги направляйте по адресу:**

Москва, Центр, Ильинка, проезд Владимира (Юшков пер.), 4, Главной конторе периодических и подписных изданий ОНТИ "ТЕХПЕРИОДИКА".

**Подписка принимается отделениями, магазинами и уполномоченными ОНТИ, снаженными соответствующими удостоверениями, общественными сборщиками подписки на предприятиях, всеми отделениями и магазинами КОГИЗа, во всех почтовых отделениях и письмоносцами.**

**Вниманию подписчиков 1934 г.:** С 1-го января 1934 г. Главной конторой "Техпериодика" ОНТИ организована специальная экспедиция для обеспечения аккуратной и своевременной рассылки журналов подписчику.

С жалобами на неаккуратное получение журнала, 1934 г. обращайтесь непосредственно в адрес конторы.

В 1934 г. все журналы ОНТИ будут экспедироваться по ярлычной (адресной) системе.

**Подписка меньше чем на 3 мес. не принимается.**

## ВЕСТНИК ЭЛЕКТРОПРОМЫШЛЕННОСТИ ОРГАН ГЛАВЭНЕРГОПРОМА

Рассчитан на инженерно-технический персонал заводов ВЭО и инженеров электротехники.

10 номеров в год

ПОДПИСНАЯ ЦЕНА: на год—18 р., на 6 мес.—  
9 р., на 3 мес.—4 р. 50 к. Отдельный номер—1 р.

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБОЗРЕНИЕ Выпуск ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ РЕФЕРАТНЫЙ ОРГАН ГЛАВЭНЕРГО

Рассчитан на инженеров и техников.

20 номеров в год

ПОДПИСНАЯ ЦЕНА: на год—12 р.,  
на 6 мес.—6 р. Отдельный номер—1 р.

## ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ И ЭЛЕКТРОМОНТЕР

Рассчитан на квалифицированного электромонтера, младшего и среднего техперсонала и рабочих.

12 номеров в год

ПОДПИСНАЯ ЦЕНА: на год—8 р., на 6 мес.—  
4 р. 20 к., на 3 мес.—2 р. 10 к. Отдельный номер—1 р.

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБОЗРЕНИЕ Выпуск ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ РЕФЕРАТНЫЙ ЖУРНАЛ ГЛАВЭНЕРГО

Рассчитан на инженеров-теплотехников.

10 номеров в год

ПОДПИСНАЯ ЦЕНА: на год—12 р.,  
на 6 мес.—6 р. Отдельный номер—1 р.

## ВЕСТНИК КОТЛОТУРБИННОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Орган Всесоюзного научно-исследовательского института гидротехнического оборудования, Центрального котельного и структорского бюро МТУ и заводов "Главэнергопрома".

Рассчитан на инженерно-технический персонал заводов научно-исследовательских институтов котлоТурбостроения

6 номеров в год

ПОДПИСНАЯ ЦЕНА: на год—12 р.,  
на 6 мес.—6 р. Отдельный номер—1 р.

## ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ТЯГА

Орган Глаэнергопрома и постоянного бюро съездов по электрификации жел. д.-р-г.

Рассчитан на квалифицированного рабочего техника, студента, мастера и инженера, работающих по электрической тяге.

12 номеров в год

ПОДПИСНАЯ ЦЕНА: на год—12 р.,  
на 6 мес.—6 р. Отдельный номер—1 р.

## СВЕТОТЕХНИКА

Орган Главэнергопрома и Светотехнической секции ЭНИА

Рассчитан на инженеров, техников, студентов, квалифицированных рабочих и мастеров.

6 номеров в год

ПОДПИСНАЯ ЦЕНА:  
на год—6 р., на 3 мес.—3 р. Отдельный номер—1 р.

## МАШИНИСТ

Ежемесячный массовый журнал государственного центрального бюро по обучению рабочих теплосилового хозяйства.

Рассчитан на машинистов стационарных и передвижных теплосиловых установок.

ПОДПИСНАЯ ЦЕНА: на год—4 р. 20 к.,  
на 6 мес.—2 р. 10 к., на 3 мес.—1 р. 05 к.

Отдельный номер—1 р.