

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Владимирский государственный университет
имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых»

Н. П. БАДАЛЯН Г. В. МАСЛАКОВА

Е. А. ЧАЩИН

ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Учебное пособие



Владимир 2021

УДК 621.311
ББК 31.277
Б15

Рецензенты:

Доктор технических наук, профессор
зав. кафедрой приборостроения
Ковровской государственной технологической академии
имени В. А. Дегтярева
А. Л. Симаков

Кандидат технических наук, доцент
доцент кафедры биомедицинских и электронных средств и технологий
Владимирского государственного университета
имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых
В. С. Грибакин

Издается по решению редакционно-издательского совета ВлГУ

Бадалян, Н. П. Оборудование электрических станций и
Б15 подстанций : учеб. пособие / Н. П. Бадалян, Г. В. Маслакова,
Е. А. Чащин ; Владим. гос. ун-т им. А. Г. и Н. Г. Столетовых. –
Владимир : Изд-во ВлГУ, 2021. – 88 с.
ISBN 978-5-9984-1424-4

Приведены теоретические сведения о причинах возникновения нагрева контактных соединений токоведущих частей при протекании переменного тока, причинах возникновения электродинамических усилий в токоведущих частях конструкций и аппаратов, сведения о выборе силовых и измерительных трансформаторов, генераторов и компенсаторов; также приведены практические задачи, посвященные теме пособия.

Предназначено для студентов, обучающихся по направлению подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника».

Рекомендовано для формирования профессиональных компетенций в соответствии с ФГОС ВО.

Табл. 14. Ил. 25. Библиогр.: 13 назв.

УДК 621.311
ББК 31.277

ISBN 978-5-9984-1424-4

© ВлГУ, 2021

ВВЕДЕНИЕ

Учебное пособие предназначено для теоретической подготовки студентов в соответствии с требованиями ФГОС ВО по направлению подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», а также освоения студентами практических навыков по решению профессиональных задач в рамках изучения дисциплины «Оборудование электрических станций и подстанций». Пособие также может быть использовано для изучения отдельных разделов при самостоятельном освоении дисциплины «Электрические станции и подстанции» или в качестве дополнительной литературы при изучении дисциплины «Электротехника и электроника» студентами, обучающимися по другим направлениям подготовки.

В пособии рассмотрены вопросы нагрева контактных соединений токоведущих частей при протекании переменного тока, возникновения электродинамических усилий в токоведущих частях конструкций и аппаратов, а также выбора силовых и измерительных трансформаторов, генераторов и компенсаторов. Приведены практические задания и примеры решения профессиональных задач в соответствии с требованиями ФГОС ВО.

Цель пособия – систематизация теоретических знаний, практических умений и навыков в области профессиональной деятельности, а также подготовка студентов к самостоятельной работе, формирование у них компетенций в соответствии с будущей профессиональной деятельностью.

Глава 1. КОНТАКТНЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ

1.1. Переходное сопротивление контактов

Контактное сопротивление – это конструктивное устройство, осуществляющее электрическое и механическое соединение двух и более отдельных проводников, составляющих электрическую цепь. В местах соприкосновения проводников создаются электрические контакты, являющиеся токопроводящими соединениями, через которые протекает ток. Именно создание пути для протекания электрического тока из одного участка цепи в другой и есть основное назначение контакта.

Контактное соединение может быть *неподвижным, подвижным и скользящим*. Обычное наложение контактных поверхностей не создает хорошего контакта, так как действительное соприкосновение осуществляется не по всей поверхности наложения, а в отдельных точках, что связано с неровностью соприкасающихся поверхностей, остающейся даже после их шлифовки. При увеличении точек соприкосновения поверхностей, например, в результате нажатия, образуются контактные площадки соприкосновения, так как происходит пластическая деформация. Именно поэтому при изготовлении контактных соединений применяются различные нажатия и крепления проводников:

- механическое крепление с использованием болтов, заклепок, зажимов;
- создание упругого нажатия с применением пружин;
- сварка, спайка, опрессовка.

Общая площадь касания q , мм², всех отдельных площадок соприкосновения будет зависеть от величины силы нажатия F , кг, и прочности материала контакта, а именно от его временного сопротивления на смятие $\sigma_{см}$, кг/мм²:

$$q = \frac{F}{\sigma_{см}}$$

Значения сопротивления на смятие приведены в табл. 1.1. Увеличение количества нажатий приводит к увеличению суммарной площади соприкосновения, однако даже при этом она будет во много раз меньше общей контактной поверхности.

Таблица 1.1

Значения коэффициента $\sigma_{см}$

Материал контакта	$\sigma_{см}$, кг/мм ²	Материал контакта	$\sigma_{см}$, кг/мм ²
Медь твердая	52,0	Цинк	43,0
Медь мягкая	39,0	Олово	4,5
Алюминий	90,0	Свинец	2,3
Серебро	31,0	Никель	225,0
Латунь	50,0	Вольфрам	150,0

Точки соприкосновения могут быть рассмотрены как пирамидки, через которые должен пройти ток, преодолевая суженные сечения площадок соприкосновения. Ввиду малой площади поперечного сечения этих пирамидок они представляют собой значительное сопротивление для проходящего через них тока.

Сопротивление в месте перехода тока из одной контактной поверхности в другую называется *переходным сопротивлением*. При этом сопротивление контакта всегда будет больше, чем сопротивление сплошного проводника, имеющего те же размеры и форму. Сопротивление контакта R_k , Ом, может быть определено согласно выражению

$$R_k = \frac{R}{F^m}, \quad (1.1)$$

где R – сопротивление контакта при давлении 1 кг, которое зависит от проводимости материала контакта и состояния его поверхности, Ом (табл. 1.2); $m = 0,5 \div 1$ – коэффициент, величина которого зависит от типа контактов.

Таблица 1.2

Величина коэффициента R для различных вариантов контактных пар (при условии свежезачищенного контакта)

Контактная пара материалов	R , Ом·кг
Медь – медь	$(0,08 - 0,14) \cdot 10^{-3}$
Медь – медь (для луженой поверхности)	$(0,07 - 0,1) \cdot 10^{-3}$
Серебро – серебро	$0,06 \cdot 10^{-3}$
Алюминий – алюминий	$0,127 \cdot 10^{-3}$
Алюминий – медь	$0,98 \cdot 10^{-3}$
Латунь – медь	$0,38 \cdot 10^{-3}$
Сталь – сталь	$7,6 \cdot 10^{-3}$
Сталь – медь	$3,1 \cdot 10^{-3}$

Из выражения (1.1) видно, что на сопротивление контакта не оказывает влияния размер контактных поверхностей, а величина сопротивления определяется только силой давления.

Величина коэффициента m для разных типов контактных соединений составляет: при шинном контакте – от 0,5 до 0,7; при розеточном – 0,75; щеточном – 1; при пальцевом контакте – от 0,50 до 0,67.

Несмотря на то что согласно (1.1) переходное сопротивление уменьшается при увеличении силы нажатия, нецелесообразно увеличивать давление до больших значений, так как при больших значениях давления F переходное сопротивление будет практически неизменным, хотя при малых значениях оно уменьшается достаточно быстро. Оптимальным принято считать значения контактного давления, приведенные в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Оптимальные значения контактного давления для болтовых соединений (при неподвижном контакте)

Материал	Давление, кг/см ²
Медь луженая	50 – 100
Медь, латунь, бронза	60 – 120
Алюминий	250
Сталь луженая	100 – 150
Сталь	600

1.2. Изменение контактного сопротивления при эксплуатации контактов

Эксплуатация контактных соединений приводит к изменению их свойств. Наименьшее из возможных значений переходного сопротивления характерно для нового, тщательно обработанного и зачищенного контакта с оптимальной величиной давления в нем. Однако с течением времени величина контактного сопротивления может измениться настолько, что в некоторых случаях может стать причиной аварий в электроустановках.

Для температур нагрева в пределах до 200 °С переходное сопротивление $R_{к\theta}$ можно определить из выражения

$$R_{к\theta} = R_{к0} \left[1 + \frac{2}{3} \alpha (\theta - \theta_0) \right],$$

где α – температурный коэффициент, зависящий от материала контакта; $R_{к0}$ – переходное сопротивление контакта при $0\text{ }^{\circ}\text{C}$; θ и θ_0 – температура нагрева контакта и температура окружающей его среды соответственно.

Влияние температурного коэффициента α как такового относительно невелико. Однако нагрев влияет на процесс окисления контактных поверхностей, и это приводит к значительному увеличению переходного сопротивления. Окисление происходит как при воздействии самого воздуха, окружающего контакт, так и от влияния постоянно находящихся в воздухе паров кислот, хлора, сернистого газа и других примесей. При этом скорость окисления увеличивается с ростом температуры контакта. В результате под действием активных компонентов и влаги на поверхности материала образуется пленка окислов, которая даже при малой толщине у большинства проводниковых материалов либо не является проводящей, либо обладает большим сопротивлением. Исключением является только серебро, окислы которого имеют с чистым серебром схожую по порядку значений электропроводность. Однако основные проводниковые материалы (медь, алюминий, сталь), используемые в конструкциях устройств электропередачи, подвержены сильной степени окисления и коррозии.

Так, медь окисляется уже при обычной температуре жилых помещений, хотя наиболее интенсивному окислению она подвержена при температурах выше $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$. Еще более интенсивно окислению подвергаются алюминиевые контакты, которые быстро покрываются тонкой пленкой окиси, имеющей высокое сопротивление (порядка $10^{12}\text{ Ом}\cdot\text{см}$). Слой ржавчины, образующийся на стальных проводниках при воздействии влажного воздуха, обладает высокой гигроскопичностью, что приводит к быстрому развитию процесса ржавления и разрушению материала. При этом при механическом воздействии на контакт эта пленка может отслаиваться и вновь образовываться на более глубоких слоях, постепенно разрушая контактную поверхность.

Для того чтобы обеспечить надежную работу контактного соединения и уменьшить вероятность его окисления, проводят не только тщательную зачистку, но и прибегают к использованию технического вазелина для обработки алюминиевых контактов. В не-

которых случаях контактные поверхности шинных соединений, аппаратных зажимов и других контактов для защиты покрывают слоем более стойкого к окислению металла. Например, лужение – это покрытие медных, латунных или бронзовых контактов оловом; алюминиевые контакты покрывают цинком, стальные – кадмием или цинком.

Следует отметить, что контактные соединения разнородных металлов более подвержены коррозии, нежели однородные соединения. Это связано с тем, что в случае разнородности соединяемых металлов в контакте образуется гальваническая микропара, обладающая некоторой разностью потенциалов, что приводит к возникновению электрического тока при попадании влаги на контактную поверхность. Это обстоятельство следует учитывать и при выборе антикоррозийных покрытий.

Для изготовления подвижных размыкающих контактов могут быть использованы наконечники из тугоплавких металлов (таких как вольфрам или молибден) или металлокерамики. Металлокерамические контакты имеют высокую дугостойкость и относительно хорошую электропроводность.

1.3. Неподвижные контактные соединения

Неподвижными называются контактные соединения, у которых обе контактные поверхности жестко скреплены друг с другом и их взаимное перемещение исключается. Такие соединения могут выполняться как разъемными, так и неразъемными (глухими). *Разъемные* соединения используют для длительного соединения токоведущих частей между собой или с целью присоединения аппаратов к шинам распределительных устройств. Такие соединения легко разобрать с целью осмотра или ремонта.

Для того чтобы обеспечить необходимую силу сжатия в контактном соединении, используют болты, сжимы (сжимающие накладки) и зажимы. При этом для разных типов контактов применяют разные виды болтовых соединений. Также широко распространены метод опрессовки зажимов и технология сварки и образования сварного электрического контактного соединения. При однородных материалах

сварка позволяет получать практически монолитное соединение, формирующее однородную электрическую цепь, обладающее при этом высокой надежностью, долговечностью, большой механической прочностью. Такие соединения называют *неразъемными*.

1.4. Подвижные контакты

Подвижными называются контакты, в которых при работе аппарата происходит перемещение одной контактной поверхности относительно другой. Выделяют размыкающиеся и скользящие контакты.

Размыкающиеся контакты используются в местах размыкания и замыкания токоведущих частей в аппаратах (например, в выключателях, контакторах, разъединителях и пр.); такие контакты обычно состоят из двух частей: одна из них неподвижная, другая – подвижная, которая и осуществляет включение или отключение электрической цепи.

Скользящие контакты применяются как токоснимающие. В таких контактах осуществляется движение одной контактной поверхности относительно другой без нарушения электрического контакта между ними. Они используются в электрических машинах, аппаратах (преимущественно регулирующих), на электрифицированном транспорте.

Необходимая величина давления между размыкающимися контактами достигается главным образом путем использования специальных пружин либо за счет упругости материала контакта. При этом во время включения и отключения размыкающего контакта происходит трение поверхностей друг о друга, что вызывает их износ. Благодаря этому контактные поверхности сами себя зачищают от окислов, сохраняя небольшое значение переходного сопротивления между ними.

Пальцевый контакт (рис. 1.1, а) состоит из нескольких тонких медных полос (пальцев), приклеенных к пакету. Сбоку на пальцы давят плоские пружины, которые прижимают их к подвижному контакту. Сам подвижный контакт выполняется в виде клиновидного ножа,

соединенного с токопроводящей траверсой. Когда нож вместе с траверсой поднимается кверху, пальцы расклиниваются, а их поверхность притирается к поверхности клиновидного ножа. Через контактный нож ток протекает от контактов-пальцев к траверсе. В связи с тем, что по обоим пальцам, располагающимся по разные стороны ножа, ток протекает в одном направлении и этим притягивает пальцы друг к другу, происходит автоматическое увеличение силы нажатия пальцев и притирка контактных поверхностей. Такие контакты применяются в масляных баковых выключателях.

Рубящий (пружинящий) контакт (рис. 1.1, б) применяется в рубильниках, разъединителях, предохранителях. Контактное давление в них создается за счет упругости материала контактных губок, обычно изготовленных из твердотянутой меди; для увеличения давления используют дополнительные пружины. В большинстве случаев такие контакты представляют собой подвижный нож из одной или нескольких медных полос, находящихся между пружинными губками неподвижной части контакта.

Торцевой (мостиковый) контакт (рис. 1.1, в) нашел широкое распространение в высоковольтных выключателях в виде сплошных или полых стержней (труб), кнопках управления, реле, путевых выключателях. Он применяется в аппаратах с номинальными токами до 2 кА.

Контактные поверхности таких контактов могут быть выполнены плоскими, сферическими или комбинированными. Торцевой контакт представляет собой жесткое соединение, не имеющее элементов эластичной связи, позволяющих осуществлять притирку контактов (когда один контакт устанавливается или подгоняется под другой). Поэтому в таком контакте невозможно создать большое количество точек соприкосновения, а чтобы получить меньшее переходное сопротивление, нужно создать большое давление на контакт. Это создает и большую электродинамическую устойчивость контакта при коротком замыкании. Контактный мостик с припаянными к нему контактами устанавливается на подвижной части аппарата. При включении такой мостиковый контакт замыкает неподвижные кон-

такты, создавая между ними электрическую цепь. Нажатие контактов зависит от пружины.

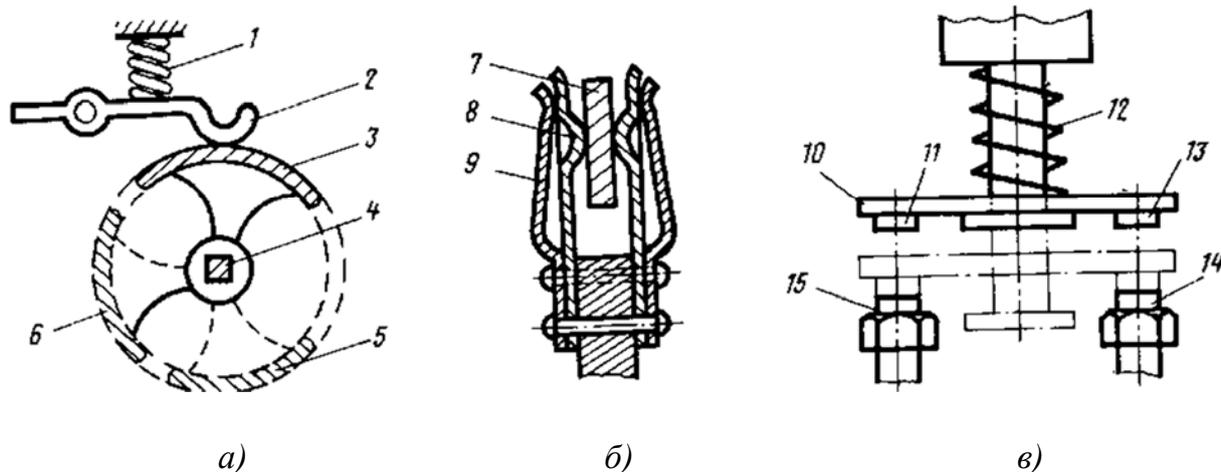


Рис. 1.1. Примеры размыкающихся контактов: а – пальцевый, б – рубящий, в – мостиковый (торцевой); 1 – пружина; 2 – неподвижный контакт (палец); 3, 5, 6 – подвижные контакты, укрепленные на барабане в виде полос или сегментов; 4 – ось вращения барабана; 7 – подвижный контакт (нож); 8 – неподвижный контакт; 9 – стальные пружины (губки); 10 – контактный мостик; 11, 13 – подвижные контакты; 12 – пружина; 14, 15 – неподвижные контакты

Розеточный контакт (рис. 1.2) широко распространен в малообъемных масляных выключателях всех напряжений. Он может быть подвижным или неподвижным. *Подвижный* тип розеточного контакта выполняется в виде круглого медного стержня с конической заточкой. *Неподвижный* имеет различные варианты конструктивного исполнения. Самые распространенные – неподвижные контакты с трапециевидными, Z-образными и плоскими ламелями (сегментами).

В целом все типы неподвижных контактов имеют одинаковое строение. Они состоят из нескольких пластин, располагающихся по окружности и прижимающихся к центру с помощью пружин, образуя розетку. Обычно они охвачены металлической обоймой, скрепляющей весь контакт и систему пружин. Благодаря тому, что каждая пластина прижимается отдельной пружиной, создается лучший контакт и обеспечивается возможность свободной установки пластин по стержню. Этому же способствует и то, что обычно внутренний диаметр розетки

меньше диаметра контактного стержня, в результате чего и происходит притирка ламелей к стержню.

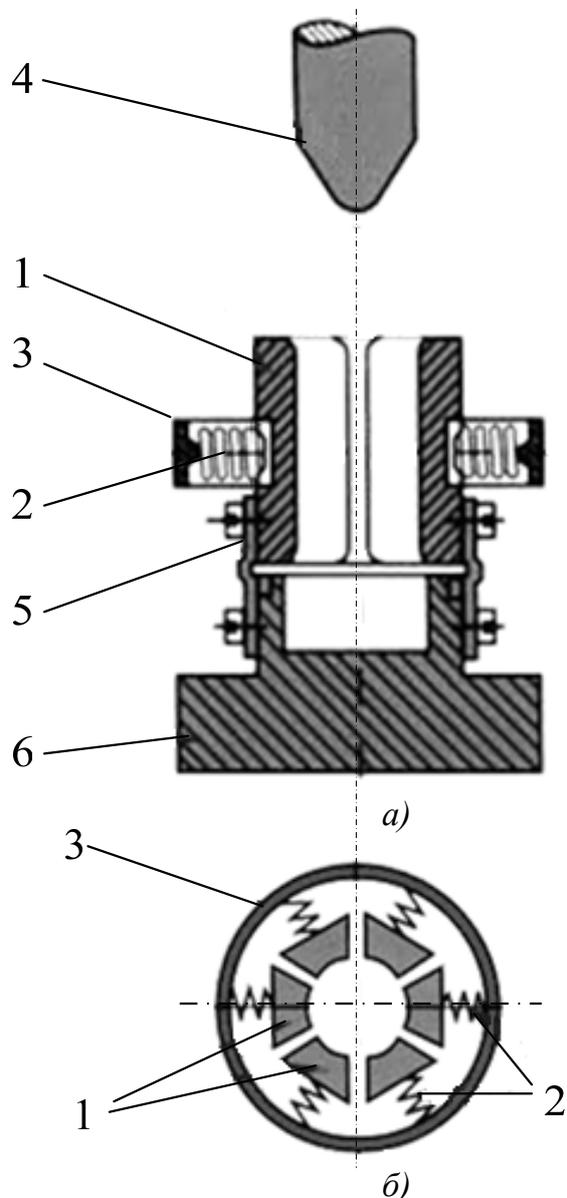


Рис. 1.2. Розеточный контакт с гибкой связью: а – вид сбоку; б – вид сверху; 1 – контактные сегменты; 2 – пружины; 3 – упорное кольцо; 4 – подвижный контакт; 5 – гибкая связь; б – контактодержатель

Щеточный контакт (рис. 1.3) выполняется в виде пакета, собранного из большого числа тонких (0,1 – 0,5 мм) пластин, выполненных из упругой твердотянутой меди. Сила нажатия в таком типе контакта обеспечивается за счет упругости пластин пакета. С целью увеличения силы нажатия к щеткам можно добавить боковые плоские стальные или медные пружины. Щеточным контактом создается большое количество точек соприкосновения. Поэтому он обладает малым переходным сопротивлением: оно меньше, чем у других типов контактов. Это объясняется притиркой и соприкосновением каждой пластины с пружиной хотя бы в одной точке, что обеспечивается типом конструкции.

Недостаток щеточного контакта – его плохие механические свойства. Возможно задиранье пластин в контакте, потеря ими упругости под воздействием перегрева и частых включений; пластины не устойчивы к воздействию электрической дуги, легко

обгорают и оплавляются. В связи с этим применение щеточного контакта ограничено в высоковольтных отключающих аппаратах.

Роликовый скользящий контакт (рис. 1.4) состоит из подвижного контактного стержня, двух неподвижных направляющих стержней и конических роликов. Ролики двигаются по осям и прижимаются к подвижному и неподвижным стержням с помощью спиральных пружин. Во время передвижения подвижного стержня ролики катятся по неподвижным стержням; таким образом, создается контакт между ними, а следовательно, осуществляется переход тока с подвижного контактного стержня на неподвижный.

Роликовый тип контактов используется в токосъемных и токопроводящих контактах в малообъемных выключателях.

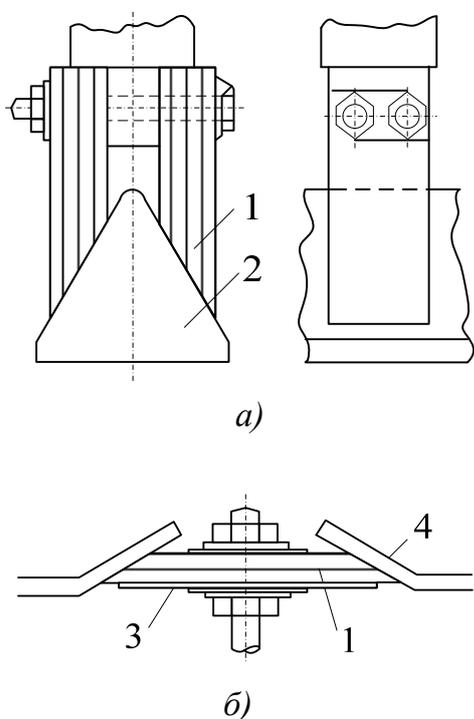


Рис. 1.3. Щеточный контакт:
а – вид спереди и сбоку;
б – вид сбоку; 1 – щетка; 2 – нож;
3 – плоская пружина;
4 – неподвижная контактная пластина

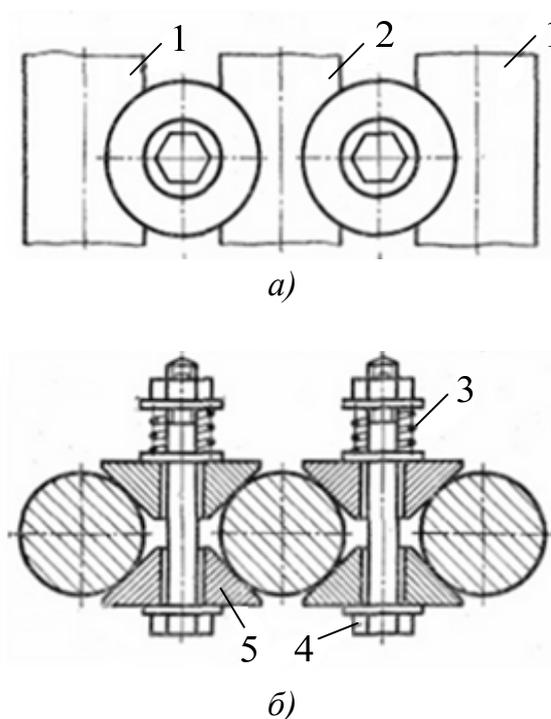


Рис. 1.4. Роликовый скользящий контакт:
а – вид сверху;
б – вид сбоку, разрез; 1 – стержень направляющий; 2 – токосъемный стержень;
3 – пружины; 4 – болты;
5 – конусные ролики

1.5. Допускаемые условия работы контактов

В случае протекания номинального тока даже при длительном его воздействии нагрев контактного соединения не должен превышать величину нагрева соответствующего сечения проводника. Однако в контактном соединении выделяется больше тепла, чем в сплошном проводнике, следовательно, для отвода тепла требуется увеличение его охлаждающей поверхности. Температура контакта не должна превышать значения, ограничиваемого условиями длительной устойчивости и надежности работы контакта.

Так, согласно ГОСТ 8024-90 максимально допустимая температура контактного соединения в высоковольтных аппаратах для случая длительного протекания номинального тока ограничивается значениями, приведенными в табл. 1.4.

Таблица 1.4

Максимально допустимая температура контактов согласно
ГОСТ 8024-90

Условие контакта	Допустимая температура не выше, °С	Принимаемая за стандартную температура окружающей среды, °С
Контактные соединения аппаратов с неподвижными контактными поверхностями	+80	+35
Контактные соединения со взаимно перемещающимися контактными поверхностями	+75	+35
Токоведущие части в масле	+90	+35
Контактные соединения шин	+70	+25

Размер полной поверхности контактного соединения медных шин можно определить, исходя из значения допускаемой плотности тока. Для выбора допускаемой плотности тока, отнесенного к полной

контактной поверхности соединения, при токах нагрузки 200 – 2000 А используется уравнение

$$\Delta = [0,31 - 1,05 \cdot 10^{-4}(I - 200)],$$

где Δ – плотность тока, А/мм².

При токах нагрузки ниже 200 А плотность тока берут равной 0,31 А/мм²; для токов, больших 2 кА, – 0,12 А/мм². При коротком замыкании в контактах возникают значительные электродинамические силы, способствующие отталкиванию одной части контакта от другой. Это происходит вследствие того, что при переходе тока с одной контактной поверхности на другую линии тока испытывают сильное «сужение» в площадках касания (рис. 1.5).

При этом линии растекания тока изгибаются, в обеих частях контакта вдоль линии соприкосновения токи имеют противоположное направление, и это вызывает возникновение в контакте силы отталкивания $F_{эд}$, кг, которая может быть определена согласно уравнению

$$F_{эд} = 1,02 k i_y^2 \ln \frac{D}{d} \cdot 10^{-8},$$

где i_y – ударный ток короткого замыкания, А; D – диаметр контакта на участке, где нет искривления линий тока, мм; d – диаметр сечения места перехода тока, мм¹; $k = 1,2$ – опытный коэффициент.

Возникающие отталкивающие электродинамические силы в значительной степени способствуют обгоранию или свариванию контактных поверхностей.

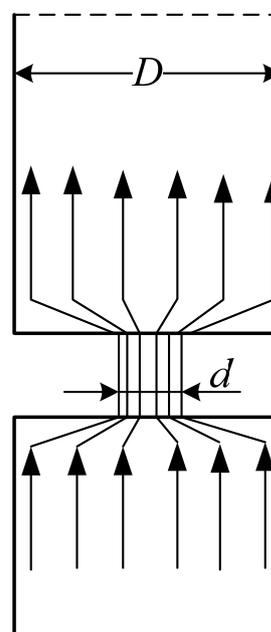


Рис. 1.5. Линии тока в контактном соединении

¹ Диаметр площадки принимают в диапазоне 0,1 – 0,2 см.

При отсутствии необходимого давления в контакте при протекании сквозного тока короткого замыкания или включении выключателя возникает вибрация. Возникающая при этом между контактами дуга может вызывать их сваривание. Оно может быть настолько прочным, что выключающий механизм будет не способен произвести отключение выключателя. В случае недостаточного давления на контактной поверхности во включенном положении контактов также может произойти сваривание. Переходный ток в этом случае будет иметь большие значения. Таким образом, сваривания контактов можно избежать только при надлежащем выборе соотношения между силой нажатия в контакте и величиной протекающего тока.

Амплитуда тока, который может быть пропущен через размыкающиеся контактные соединения без возникновения их сваривания, определяется согласно выражению

$$I_{\text{св}} = K\sqrt{Fa}, \quad (1.2)$$

где F – сила нажатия в контакте, кг; $I_{\text{св}}$ – максимальное значение тока короткого замыкания, А; K – опытный коэффициент, зависящий от материала контактов и числа точек соприкосновения (табл. 1.5).

Таблица 1.5

Значение коэффициента K для некоторых типов контактов

Тип контакта	Материал контактов	Коэффициент K
Одиночный пальцевый самоустанавливающийся контакт	Медь – медь	4100
	Латунь – медь	3800
	Алюминий – латунь	5050
Розеточный контакт (на один элемент розетки)	Медь – медь	6000
	Медь – латунь	5500

Практические задачи

1. В соответствии с вариантом (табл. 1.6) определить величину нажимного усилия, отвечающего требованиям оптимального значения контактного давления, создаваемого болтовой затяжкой при соединении шинного контакта, выполненного внахлест.

2. В соответствии с вариантом (табл. 1.6) определить физическую (действительную) площадь касания шинного контакта, выполненного внахлест, и его переходное сопротивление. В расчетах принимать нажимное усилие, создаваемое болтовой затяжкой, в соответствии с рекомендациями табл. 1.3, а значение временного сопротивления на смятие принимать в соответствии с рекомендациями табл. 1.1. Коэффициент контакта m считать равным единице.

Таблица 1.6

Варианты заданий для практических задач 1, 2

Вариант	Размер, мм	Материал	Вариант	Размер, мм	Материал	Вариант	Размер, мм	Материал
1	15 × 30	Медь	20	20 × 30	Сталь	39	80 × 60	Алюминий
2	20 × 30		21	25 × 30		40	100 × 60	
3	25 × 30		22	30 × 30		41	60 × 80	
4	30 × 40		23	40 × 30		42	80 × 80	
5	40 × 40		24	50 × 30		43	100 × 80	
6	40 × 50		25	60 × 30		44	120 × 80	
7	50 × 50		26	70 × 30		45	60 × 100	
8	50 × 60		27	80 × 30		46	80 × 100	
9	60 × 60		28	90 × 30		47	100 × 100	
10	80 × 60		29	100 × 30		48	120 × 100	
11	100 × 60		30	15 × 30	49	20 × 40	Сталь	
12	60 × 80		31	20 × 30	50	30 × 40		
13	80 × 80		32	25 × 30	51	40 × 40		
14	100 × 80		33	30 × 40	52	50 × 40		
15	120 × 80		34	40 × 40	53	60 × 40		
16	60 × 100		35	40 × 50	54	70 × 40		
17	80 × 100		36	50 × 50	55	80 × 40		
18	100 × 100		37	50 × 60	56	90 × 40		
19	120 × 100		38	60 × 60	57	100 × 40		

3. В соответствии с вариантом определить, какова должна быть минимальная сила нажатия в медном контакте на траверсе выключателя переменного тока на напряжение свыше 1000 В, чтобы не происходило приваривания контакта. В расчетах принимать тип контакта одиночным пальцевым несамостоятельным в соответствии с табл. 1.7.

Таблица 1.7

Варианты заданий для практической задачи 3

Вариант	Номинальный ток отключения выключателя, кА	Материал	Вариант	Номинальный ток отключения выключателя, кА	Материал	Вариант	Номинальный ток отключения выключателя, кА	Материал
1	2,5	Медь – медь	20	80,0	Медь – медь	39	20,0	Алюминий – латунь
2	3,2		21	90,0		40	25,0	
3	4,0		22	100,0		41	31,5	
4	5,0		23	112,0		42	35,5	
5	6,3		24	125,0		43	40,0	
6	8,0		25	140,0		44	45,0	
7	10,0		26	160,0		45	50,0	
8	12,5		27	180,0		46	56,0	
9	16,0		28	200,0		47	63,0	
10	20,0		29	224,0		48	71,0	
11	25,0		30	2,5	49	2,5	Латунь – медь	
12	31,5		31	3,2	50	3,2		
13	35,5		32	4,0	51	4,0		
14	40,0		33	5,0	52	5,0		
15	45,0		34	6,3	53	6,3		
16	50,0		35	8,0	54	8,0		
17	56,0		36	10,0	55	10,0		
18	63,0		37	12,5	56	12,5		
19	71,0		38	16,0	57	16,0		

Примеры решения практических задач

Задача 1

Определить величину нажимного усилия, отвечающего требованиям оптимального значения контактного давления, создаваемого болтовой затяжкой при соединении шинного контакта, выполненного внахлест. Площадь прилегания $40 \times 40 \text{ мм}^2$. Материал шин – алюминий.

Решение

Из табл. 1.3 видно, что величина контактного давления для алюминиевых шин составляет 250 кг/см^2 . Площадь прилегания алюминиевых шин равна $40 \times 40 = 1600 \text{ мм}^2 = 16 \text{ см}^2$.

Нажимное усилие, создаваемое болтовой затяжкой, $F = 250 \cdot 16 = 4000 \text{ кг}$.

Ответ: $F = 4000 \text{ кг}$.

Задача 2

Определить физическую (действительную) площадь касания шинного контакта, выполненного внахлест, и его переходное сопротивление.

Материал шин – алюминий, площадь прилегания $40 \times 40 \text{ мм}^2$; нажимное усилие, создаваемое болтовой затяжкой, $F = 720 \text{ кг}$; временное сопротивление на смятие $\sigma = 90 \text{ кг/мм}^2$; сопротивление контакта при давлении в 1 кг $C = 0,127 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}\cdot\text{кг}$; коэффициент контакта $0,5 \dots 1,0$, $m = 0,7$.

Решение

Физическая площадь касания $q = \frac{F}{\sigma} = \frac{720}{90} = 88 \text{ мм}^2$.

Сопротивление шинного контакта $R_k = \frac{R}{F^m} = \frac{0,127 \cdot 10^{-3}}{720^{0,7}} =$
 $= 1,27 \cdot 10^{-6} \text{ Ом.}$

Ответ: $q = 88 \text{ мм}^2$; $R_k = 1,27 \cdot 10^{-6} \text{ Ом.}$

Задача 3

Определить, какова должна быть минимальная сила нажатия в медном контакте на траверсе высоковольтного выключателя, чтобы не происходило приваривания контакта, если возможное наибольшее значение тока равно 25 000 А.

Решение

Предельное значение тока определено по формуле (1.2) $I_{св} = K\sqrt{F}$. Принимая из табл. 1.5 значение коэффициента $K = 4100$, получим $F = (I_{св} / K)^2 = (25\,000 / 4100)^2 = 37 \text{ кг.}$

Ответ: $F = 37 \text{ кг.}$

Контрольные вопросы к главе 1

1. Дайте определение понятия «переходное сопротивление контакта».
2. Поясните, почему различаются физическая и геометрическая площади прилегания контактов.
3. Поясните, как зависит величина переходного сопротивления от силы, с которой происходит поджатие контактов.
4. В каких случаях будет справедливым утверждение, что сопротивление контакта не зависит от размеров контактной поверхности?

5. Из-за чего происходит изменение переходного сопротивления контактов в процессе эксплуатации?

6. Поясните, почему контактные соединения из разнородных материалов подвержены коррозии в большей степени, чем соединения из однородных материалов.

7. Перечислите допускаемые условия работы контактов.

8. Перечислите, в каких устройствах нашли применения пальцевые контакты.

9. Поясните, в чем отличительные особенности щеточного и роликового контактов.

10. Перечислите достоинства и недостатки болтового соединения контактов.

Глава 2. ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКИЕ УСИЛИЯ В ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЯХ КОНСТРУКЦИЙ И АППАРАТОВ

Теоретические положения

На каждую токоведущую часть электрооборудования и распределительных устройств во время протекания по ним тока оказывают влияние электродинамические усилия. Они характерны для каждого проводника с током, помещенного в магнитное поле, а их величина F , кг, для элементов с простой конфигурацией определяется согласно закону Био – Савара:

$$F = 1,02 H i L \sin(H, l) \cdot 10^{-7},$$

где (H, l) – угол между направлением тока и направлением магнитного поля; в случае параллельно расположенных проводников этот угол составляет 90° .

Если два параллельных проводника обтекаются током и проводник с током i_1 находится в магнитном поле тока i_2 , имеющего напряженность $H = \frac{0,2i_2}{a}$, то между ними возникает усилие F , кг, равное

$$F = 2,04 i_1 i_2 \frac{l}{a} \cdot 10^{-8}, \quad (2.1)$$

где i_1 и i_2 – токи каждого из проводников соответственно, А; a – расстояние между осями проводников, см; l – длина проводников, см.

Если ток протекает в проводниках однонаправленно, то они будут притягиваться, если в разных направлениях – отталкиваться.

Амплитудная величина электродинамических усилий определяется максимально возможным током короткого замыкания, называемым *ударным током короткого замыкания* i_y . Именно в связи с этим начальный момент короткого замыкания в момент времени $t \approx 0,01$ сек представляет наиболее опасный момент с точки зрения создаваемой величины динамических усилий. Механическая нагрузка на выключатель или отдельные его части в момент протекания через них сквозного тока или в случае включения на уже имеющееся в сети короткое замыкание носит ударный характер. Ударный ток короткого замыкания в мощной установке напряжением 6 – 20 кВ может достигать 200 – 300 кА и более. Электродинамические усилия при этом достигают нескольких тонн на один пролет сборных шин (или шинопроводов) длиной 1,0 – 1,5 м, следовательно, необходимо соблюдение

требований по механической прочности элементов электрооборудования. В противном случае может произойти авария, способная привести к серьезным разрушениям в распределительном устройстве.

Формула (2.1) для определения электродинамических усилий дается при условии, что ток протекает по оси круглых проводников, диаметр которых не оказывает влияния на величину усилий, а размеры и форма сечения проводников при больших расстояниях между ними не оказывают существенного (требующегося для учета в расчетах) влияния на величину электродинамических усилий. Однако если проводники имеют форму прямоугольных полос, расположенных на небольшом расстоянии друг от друга (а именно когда расстояние на свету меньше периметра полосы), то размеры их сечения могут оказать существенное влияние на электродинамические усилия. Это учитывается при расчетах путем введения коэффициента формы

$k_{\phi} = f\left(\frac{a-b}{h+b}\right)$. Кривые для определения k_{ϕ} даны на рис. 2.

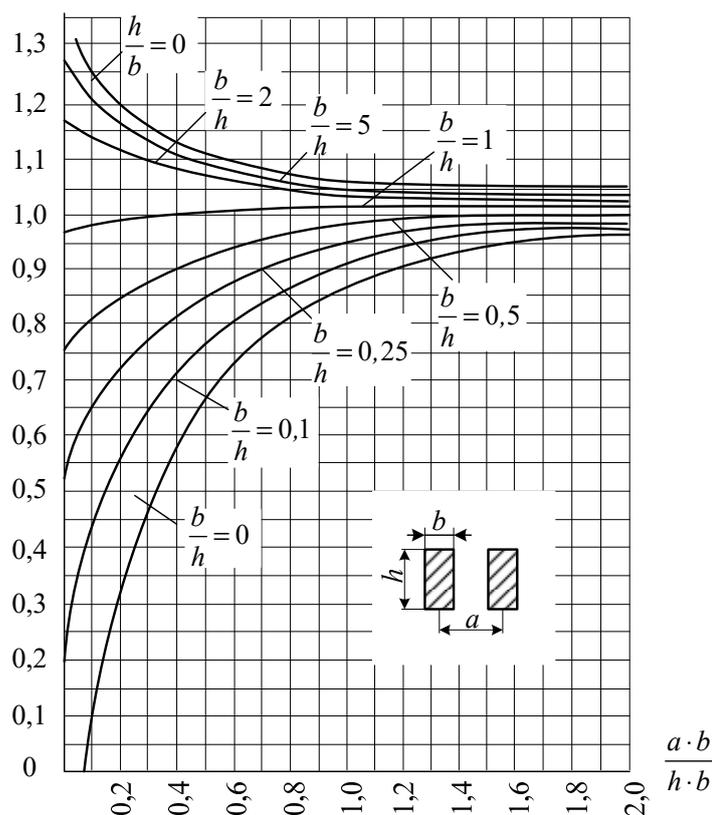


Рис. 2. Кривые для определения коэффициента формы прямоугольных шин

Если токоведущие проводники принадлежат одной цепи и $i_1 = i_2 = i_y$, то наибольшая сила взаимодействия F , кг, будет равна

$$F = 2,04 k_{\Phi} \frac{i_y^2}{a} l \cdot 10^{-8}. \quad (2.2)$$

Если проводники имеют отличные от прямоугольника формы, то удобнее использовать принцип приращения электромагнитной энергии и зависимости, которые могут быть получены в случае анализа двух взаимодействующих контуров L_1 и L_2 , подверженных воздействию токов i_1 и i_2 . У этих контуров запас электромагнитной энергии будет выражаться в виде

$$W = \frac{L_1 i_1^2}{2} + \frac{L_2 i_2^2}{2} + M i_1 i_2.$$

Если при взаимодействии токов i_1 и i_2 будут появляться электродинамические силы, под действием которых контур системы деформируется в каком-либо направлении на величину dx , то работа, совершенная при этом силой поля F_x , будет равна приращению запаса электромагнитной энергии системы на величину dW :

$$F_x dx = dW \Rightarrow F_x = \frac{dW}{dx}.$$

Если же определять электродинамическое усилие между разными частями одного контура, обладающего индуктивностью $L_1 = L$, получим силу взаимодействия F_x , кг:

$$F_x = 1,02 \frac{i^2}{2} \frac{dL}{dx} \cdot 10^{-8}.$$

Практические задачи

1. В соответствии с вариантом (табл. 2.1) определить величину электродинамического усилия, действующего на траверсу высоковольтного выключателя (прил. 1). В расчетах принять диаметр токоведущего стержня равным 20 мм.

2. В соответствии с вариантом (табл. 2.1) определить электродинамическое усилие, действующее на нож разъединителя. В расчетах принять диаметр токоведущего стержня равным 20 мм.

Таблица 2.1

Варианты заданий для практических задач 1, 2

Вариант	Ударный ток, кА	Длина, мм	Вариант	Ударный ток, кА	Длина, мм	Вариант	Ударный ток, кА	Длина, мм
1	2,5	200	20	80,0	300	39	20,0	250
2	3,2		21	90,0		40	25,0	
3	4,0		22	100,0		41	31,5	
4	5,0		23	112,0		42	35,5	
5	6,3		24	125,0		43	40,0	
6	8,0		25	140,0		44	45,0	
7	10,0		26	160,0		45	50,0	
8	12,5		27	180,0		46	56,0	
9	16,0		28	200,0		47	63,0	
10	20,0		29	224,0		48	71,0	
11	25,0	200	30	2,5	150	49	2,5	100
12	31,5		31	3,2		50	3,2	
13	35,5		32	4,0		51	4,0	
14	40,0		33	5,0		52	5,0	
15	45,0		34	6,3		53	6,3	
16	50,0		35	8,0		54	8,0	
17	56,0		36	10,0		55	10,0	
18	63,0		37	12,5		56	12,5	
19	71,0		38	16,0		57	16,0	

3. В соответствии с вариантом (табл. 2.2) определить электродинамическое усилие, действующее на ошиновку, согнутую под прямым углом.

Таблица 2.2

Варианты заданий для практической задачи 3

Вариант	Ударный ток, кА	Сечение шины, мм	Вариант	Ударный ток, кА	Сечение шины, мм	Вариант	Ударный ток, кА	Сечение шины, мм
1	2,5	120 × 10	20	80,0	120 × 10	39	20,0	100 × 10
2	3,2		21	90,0		40	25,0	
3	4,0		22	100,0		41	31,5	
4	5,0		21	112,0		42	35,5	
5	6,3		24	125,0		43	40,0	
6	8,0		25	140,0		44	45,0	
7	10,0		26	160,0		45	50,0	
8	12,5		27	180,0		46	56,0	
9	16,0		28	200,0		47	63,0	
10	20,0		29	224,0		48	71,0	
11	25,0		30	2,5	50 × 6	49	2,5	40 × 4
12	31,5		31	3,2		50	3,2	
13	35,5		32	4,0		51	4,0	
14	40,0		33	5,0		52	5,0	
15	45,0		34	6,3		53	6,3	
16	50,0		35	8,0		54	8,0	
17	56,0		36	10,0		55	10,0	
18	63,0		37	12,5		56	12,5	
19	71,0		38	16,0		57	16,0	

Примеры решения практических задач

Задача 1

Определить электродинамическое усилие, действующее на траверсу высоковольтного выключателя, если возможное наибольшее значение ударного тока $i = 25\,000$ А. Длина траверсы $a = 268$ мм. Диаметр токоведущего стержня $2r = 22$ мм.

Решение

Электродинамическое усилие, действующее на траверсу, удобно определить по формуле (2.2)

$$F = 2,04 i^2 \left(\ln \frac{a}{r} + 0,25 \right) \cdot 10^{-8} = 2,04 \cdot 25\,000^2 \left(\ln \frac{268}{11} + 0,25 \right) \times 10^{-8} = 43,9 \text{ кг.}$$

Ответ: $F = 43,9$ кг.

Задача 2

Определить электродинамическое усилие, действующее на нож разъединителя, если возможное наибольшее значение ударного тока $i = 60\,000$ А. Длина ножа разъединителя $a = 280$ мм. Диаметр токоведущего стержня $2r = 22$ мм.

Решение

Электродинамическое усилие, действующее на траверсу, удобно определить по формуле (2.2)

$$F = 1,02 i^2 \left(\ln \frac{a}{r} + 0,25 \right) \cdot 10^{-8} = 1,02 \cdot 60\,000^2 \left(\ln \frac{280}{11} + 0,25 \right) \times 10^{-8} = 128,3 \text{ кг.}$$

Ответ: $F = 128,3$ кг.

Задача 3

Определить электродинамическое усилие, действующее на ошиновку, согнутую под прямым углом, если возможное наибольшее значение ударного тока $i = 52\,000$ А. Сечение шины 100×10 мм², длина ошиновки $a = 575$ мм.

Решение

Из сечения шины видно, что толщина составляет $2r = 10$ мм; таким образом, за размер r принимаем 5 мм. Тогда электродинамическое усилие, действующее на траверсу, удобно определить по формуле (2.2)

$$F = 1,02 i^2 \left(\ln \frac{a}{r} + 0,25 \right) \cdot 10^{-8} = 1,02 \cdot 52\,000^2 \left(\ln \frac{575}{5} + 0,25 \right) \times 10^{-8} = 137,8 \text{ кг.}$$

Ответ: $F = 137,8$ кг.

Контрольные вопросы к главе 2

1. Дайте определение закона Био – Савара.
2. Поясните, почему при протекании тока через два параллельных проводника на них будет действовать электродинамическое усилие.
3. Почему начальный момент короткого замыкания – наиболее опасный с точки зрения величины динамических усилий?
4. Поясните, оказывают ли влияние сечение и форма проводников на величину электродинамических усилий при протекании ударного тока.

5. При каких условиях сила взаимодействия токоведущих проводников будет иметь максимальные значения?

6. Почему под действием ударного тока согнутый под углом проводник стремится разогнуться?

7. Что понимается под электродинамической устойчивостью?

8. В каких случаях электродинамическая сила, действующая между двумя проводниками, притягивает их друг к другу?

9. В каких случаях возможно самопроизвольное отключение ножа разъединителя при коротких замыканиях?

10. Опишите характер распределения электродинамических усилий в токоведущем контуре масляного выключателя.

Глава 3. СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

3.1. Устройство трансформаторов и их конструкция

С целью снижения потерь в ходе трансформации энергии на большие расстояния используют *принцип трансформации*. Электричество, вырабатываемое генераторами электростанции, поступает на трансформаторную подстанцию, где происходит повышение амплитуды выработанного напряжения, поступающего в линию электропередачи. На вводе удаленной подстанции, принимающей энергию, осуществляется понижение напряжения перед распределением электроэнергии по потребителям. Трансформация электроэнергии больших мощностей происходит с помощью специальных силовых устройств: *трансформаторов* и *автотрансформаторов*. Эти два типа устройств имеют много общих признаков и характеристик, но отличаются определенными принципами работы.

Силовые трансформаторы устанавливают на заранее подготовленных стационарных площадках с прочными фундаментами, а при размещении на грунте – на специальных рельсах и катках. Пример внешнего вида одного из возможных типов силовых трансформаторов мощностью 10 МВ·А, работающего на напряжении 110/10 кВ, показан на рис. 3.1.

Внутри корпуса бака размещаются:

- остов с верхней и нижней балкой;
- магнитопровод;
- обмотки высокого и низкого напряжения;
- регулировочные ответвления обмоток;
- низковольтный и высоковольтный отводы;
- нижняя часть вводов высокого и низкого напряжения.

Остов вместе с балками служит для механического закрепления всех составных деталей.



Рис. 3.1. Общий вид силового трансформатора

Более подробно устройство основных частей силового трансформатора и их взаимное расположение показаны на рис. 3.2.

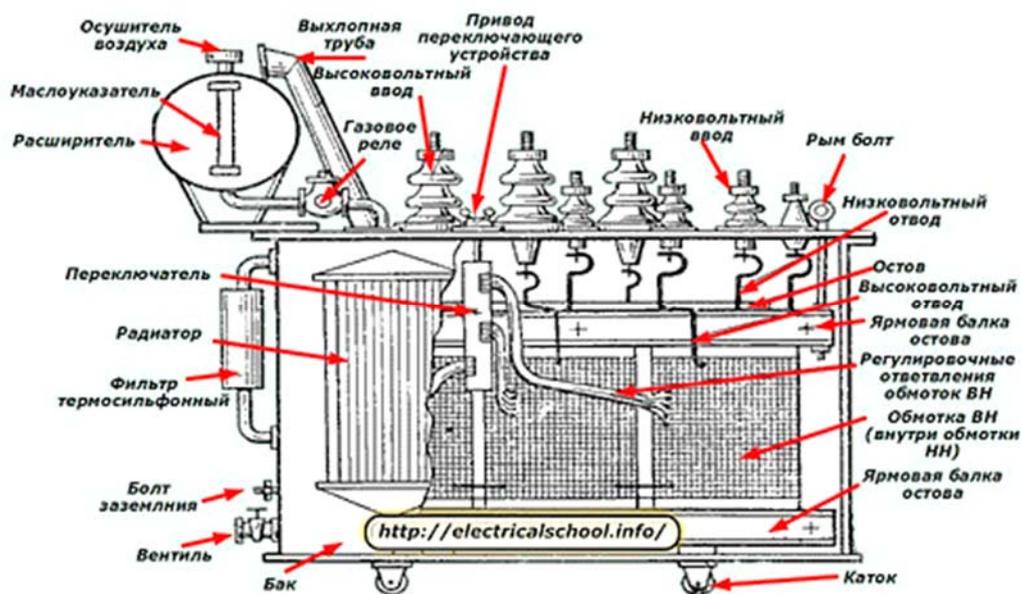


Рис. 3.2. Конструкция силового трансформатора

Корпус трансформатора выполняется в виде герметичного бака с крышкой, заполненного специальным трансформаторным маслом с высокими диэлектрическими свойствами, используемым для отвода тепла от деталей, подвергаемых большим токовым нагрузкам.

Упрощенно состав и взаимодействие гидравлической схемы трансформатора и ее основные элементы показаны на рис. 3.3.

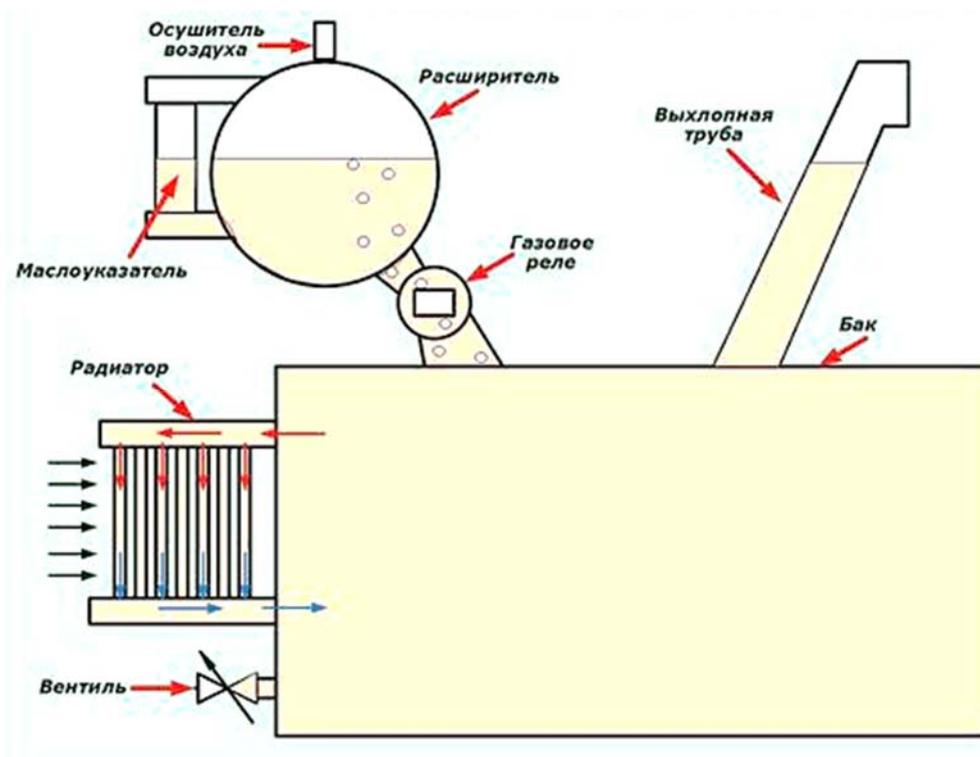


Рис. 3.3. Гидравлическая схема силового трансформатора

Чтобы произвести залив или слив масла, используют специальные задвижки и вкручивающуюся пробку. Внизу бака расположен запорный вентиль, который предназначен для отбора проб масла с целью последующего проведения его химического анализа.

Принцип охлаждения в силовом трансформаторе основан на создании двух контуров циркуляции масла: внешнего и внутреннего. Внешний контур объединяет радиатор, состоящий из верхнего и нижнего коллекторов, соединенных системой металлических трубок. Нагретое масло, проходя через них, минует охладитель и, остывая, возвращается в бак. Внутри бака (внутренний контур) циркуляция масла может производиться как естественным путем, так и принудительно за счет создания давления в системе насосами. Для нормаль-

ного охлаждения силового трансформатора поверхность бака часто увеличивают за счет создания гофр, улучшающих теплообмен между маслом и окружающей атмосферой.

Современные масляные трансформаторы, выпускаемые в России, применяют системы охлаждения, перечисленные в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Системы охлаждения масляных трансформаторов

Циркуляция масла	Охлаждение масла	Обозначение системы охлаждения		
		по ГОСТ 14209-85	по МЭК	по ГОСТ 14209-97
Естественная	Естественное воздушное	М	<i>ONAN</i>	<i>ON</i>
Естественная	Принудительное воздушное	Д	<i>ONAF</i>	
Принудительная	Естественное воздушное	МЦ	<i>OFAN</i>	–
Принудительная	Принудительное воздушное	ДЦ	<i>OFAF</i>	<i>OF</i>
Естественная	Принудительное водяное	МВ	<i>ONWF</i>	–
Принудительная	Принудительное водяное	Ц	<i>OFWF</i>	<i>OF</i>
Принудительная направленная	Принудительное воздушное	НДЦ	<i>ODAF</i>	<i>OD</i>
Принудительная направленная	Принудительное водяное	НЦ	<i>ODWF</i>	

Рассмотрим более детально разные виды охлаждения.

Система охлаждения М (рис. 3.4) предполагает, что теплота, выделяющаяся в активной части и элементах металлоконструкции трансформатора, отдается маслу путем естественной конвекции. Масло, в свою очередь, также путем естественной конвекции и излучения охлаждается окружающим его воздухом. Для трансформаторов мощностью до нескольких десятков кВ·А площади теплоотдающей поверхности баков достаточно для того, чтобы происходило нормальное охлаждение масла при нормированном превышении его температуры. Для трансформаторов большей мощности предусмотрено искусственное увеличение площади охлаждаемой поверхности путем использо-

вания ребристых и трубчатых баков, а также баков с навесными или выносными радиаторами.

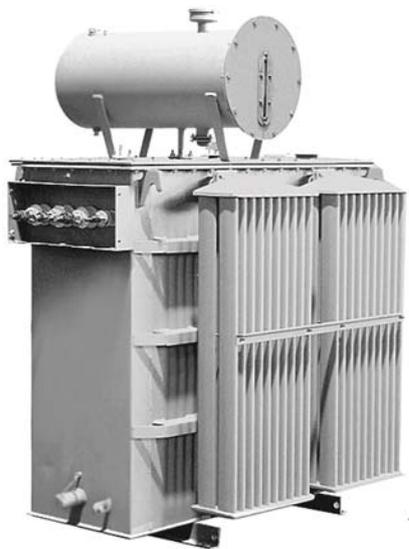


Рис. 3.4. Система охлаждения М

В трансформаторах мощностью более 6,3 – 10 МВ·А использование системы охлаждения типа М крайне затруднительно из-за значительного увеличения требуемой площади теплоотдающей поверхности бака, способной соответствовать уровню нагрева в необходимой мере. Это можно доказать тем фактом, что, согласно законам роста, в серии подобных трансформаторов при постоянстве электромагнитных нагрузок потери растут пропорционально кубу линейных размеров, в то время как охлаждающие поверхности растут пропорционально квадрату этих размеров. Именно поэтому становится неизбежным применение до-

полнительных мер для усиления охлаждения, а именно использование **системы охлаждения Д** (рис. 3.5). Обдув радиаторов осуществляется с помощью вентиляторов. Тем самым увеличивается в 1,5 – 2,0 раза коэффициент теплопередачи и, соответственно, теплосъем радиаторов.



Рис. 3.5. Трансформатор с системой охлаждения Д

Если ток нагрузки меньше номинального, а температура верхних слоев масла снизилась до 50 °С, вентиляторы отключаются.

Система охлаждения МЦ предполагает принудительную циркуляцию масла с помощью насоса, что позволяет добиться более равномерного распределения температуры масла по высоте бака трансформатора и снижения температуры верхних слоев масла.

Однако в отечественной промышленности такая система охлаждения применяется редко.

В трансформаторах мощностью около 100 МВ·А и более потери настолько велики, что для их отвода используют *систему охлаждения ДЦ* (рис. 3.6). В ней предполагаются специальные масляно-воздушные охладители, которые обдуваются вентиляторами и оснащены насосами для принудительной циркуляции масла. Сильно развитая ребристая наружная поверхность труб в таких охладителях служит для увеличения эффективности обдува. Принудительная циркуляция масла позволяет добиваться разницы температур масла вверху и внизу бака менее 10 °С, в то время как при естественной циркуляции она достигает 20 – 30 °С. Однако теплоотдающая поверхность не способна обеспечить самостоятельно отвод тепла даже от потерь холостого хода, поэтому в случае отключения системы охлаждения трансформаторы могут оставаться включенными очень продолжительное время. Кроме того, следует отметить, что в целом теплоотдача от обмоток к маслу остается практически такой же, как и при естественной конвекции. Это обусловлено тем, что принудительная циркуляция масла осуществляется только в зоне между наружной обмоткой и стенкой бака трансформатора, что является недостатком данного типа системы охлаждения.

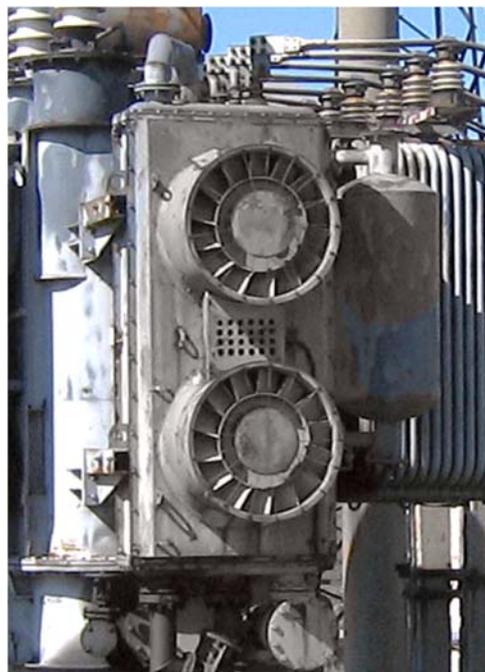


Рис. 3.6. Система охлаждения ДЦ

Система охлаждения МВ для охлаждения масла использует воду, которая циркулирует с помощью насосов по трубам, размещенным в верхней части бака, в зоне, где масло наиболее горячее. Такая система в отечественном трансформаторостроении не получила широкого распространения.

Очень эффективной и компактной системой охлаждения для мощных трансформаторов является *система охлаждения Ц* (рис. 3.7). Она используется, когда имеется достаточное количество воды, например, на гидростанциях или очень мощных тепловых станциях.

Эта система позволяет отказаться от системы охлаждения ДЦ, имеющей достаточно громоздкие размеры при больших мощностях трансформаторов. В системе охлаждения Ц применяются масляно-водяные охладители с гладкими или оребренными трубами. Движение воды



Рис. 3.7. Система охлаждения Ц

происходит по трубам, а масла – по межтрубному пространству. Такие конструктивные особенности создают зигзагообразное движение масла в охладителе с поперечным обтеканием трубок. Благодаря увеличению коэффициента теплоотдачи от стенки трубы при охлаждении ее водой достигается усиление теплосъема до 1000 кВт и более при малых габаритных размерах масляно-водяных охладителей. Однако, как и в случае с системой ДЦ, при отключении системы охла-

ждения Ц трансформатор может использоваться в режиме работы крайне ограниченное время. Недостаток этой системы также совпадает с недостатком, указанным для системы ДЦ, и заключается в интенсивности охлаждения обмоток.

Системы охлаждения с направленной циркуляцией масла в обмотках НДЦ и НЦ позволяют улучшить охлаждение обмоток и обеспечить при этом более равномерное распределение в них температуры путем создания принудительной (направленной) циркуляции масла в охлаждающих каналах обмоток с требуемой скоростью, обеспечивающей необходимый температурный режим. Существует два варианта исполнения системы охлаждения. *Одноконтурный* вариант схемы циркуляции масла предусматривает забор масла из верхней части бака. Масло подается в масляно-воздушные или масляно-водяные охладители, а затем поступает в обмотки. *Двухконтурная* схема цир-

куляции масла, в свою очередь, предполагает, что кроме контуров охлаждения масла, аналогичных системам ДЦ или Ц, формируются независимые контуры охлаждения обмоток. Масло забирается насосом из верхней части бака; подается, минуя охладители, в нижнюю часть бака, а затем – в контуры охлаждения обмоток. Естественно, этот второй вариант исполнения системы охлаждения несколько сложнее и дороже.

Системы охлаждения с принудительной циркуляцией масла позволяют при необходимости (например, в трансформаторах предельных мощностей) повысить электромагнитные нагрузки. Однако при этом усложняется конструкция изоляции и обмоток. Помимо этого, такие установки должны проходить усиленные испытания на устойчивость к воздействию нагрузки: например, необходимы гидравлические испытания контуров циркуляции масла в обмотке. Эти дополнительные факторы ведут к тому, что такие системы применяются в отечественном трансформаторостроении для трансформаторов мощностью 400 МВ·А и выше.

Таким образом, трансформаторное масло постоянно циркулирует внутри бака, а его температура зависит от комплекса факторов. Объем масла все время изменяется, но должен обязательно находиться в определенных границах. Для компенсации объемных отклонений масла служит *расширительный бачок*, который позволяет осуществлять текущий контроль уровня с помощью маслоуказателя. Наиболее простые устройства имеют вид сообщающихся сосудов с прозрачной стенкой и нанесенной градуировкой единиц объема.

Верхняя часть расширительного бака контактирует с атмосферой, а следовательно, пары влаги могут проникать внутрь бака, снижая диэлектрические свойства масла. Поэтому важно устанавливать осушители воздуха, препятствующие проникновению влаги внутрь.

Другой важный элемент масляной системы – *газовое реле*. Оно располагается внутри трубопровода, соединяющего основной бак трансформатора с расширительным. За счет этого все газы, выделяемые при нагреве из масла и органической изоляции, проходят через емкость с чувствительным элементом газового реле, которое срабатывает при значительном увеличении газообразования. Сначала про-

исходит подача звукового сигнала для дежурного персонала, говорящего о достижении первого из установленных значений превышения параметров. Второй этап – отключение силовых автоматических выключателей со всех сторон трансформатора для снятия напряжения при бурном газообразовании, свидетельствующем о начале мощных процессов разложения масла и органической изоляции, начинающихся при коротких замыканиях внутри бака.

Дополнительная функция реле – срабатывание на подачу сигнала или отключение при уменьшении уровня масла ниже допустимого. Некоторые виды газовых реле представлены на рис. 3.8.

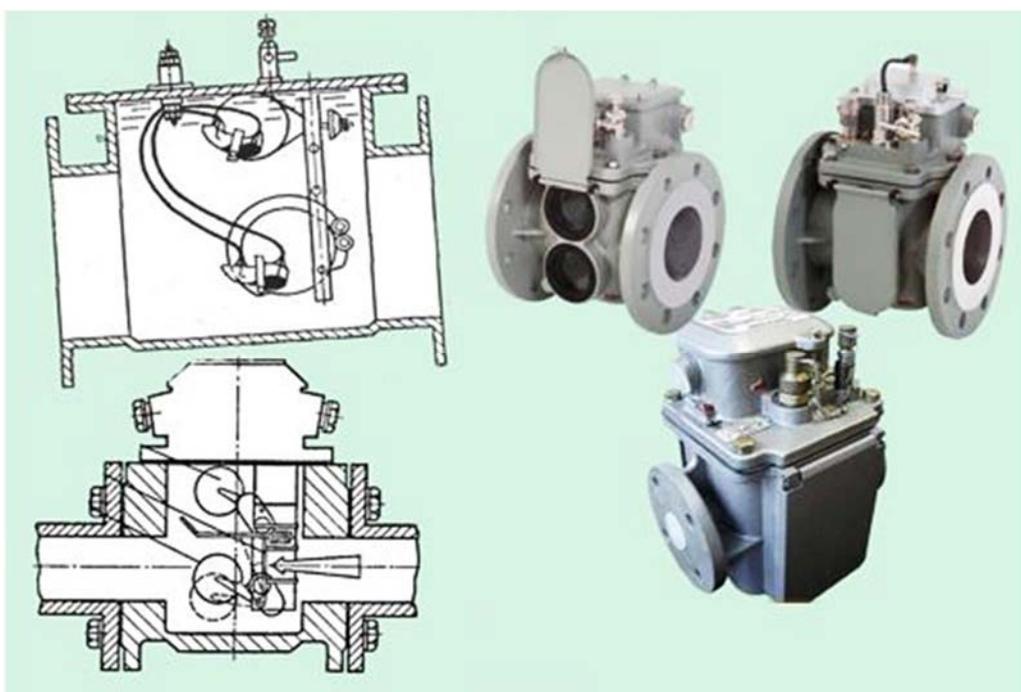


Рис. 3.8. Примеры газовых реле

Из-за возникновения внутри бака нерасчетного нагрева также может произойти повышение внутрибакового давления. С целью защиты от разрыва бака на крышке трансформатора монтируется выхлопная труба. Ее нижний конец сообщается с емкостью бака, а масло поступает внутрь до допустимого уровня в расширителе. Верхняя часть трубы возвышается над расширителем и отводится в сторону, немного загибаясь вниз. На ее конце расположена герметично закрытая стеклянная предохранительная мембрана, которая разрушается при аварийном повышении давления. Принцип использования стек-

лянной мембраны применяется и в сильфонной защите. В иных конструкциях этой защиты предполагается использование открывающихся клапанов, которые закрываются при снижении давления до допустимого уровня.

3.2. Графики нагрузок. Метод преобразования реальных суточных графиков нагрузки в эквивалентные им двухступенчатые прямоугольные графики

С целью анализа графиков работы трансформаторов и других устройств используют преобразование их суточных графиков нагрузок в упрощенную форму в виде двухступенчатых прямоугольных графиков. Пример такого графика приведен на рис. 3.9.

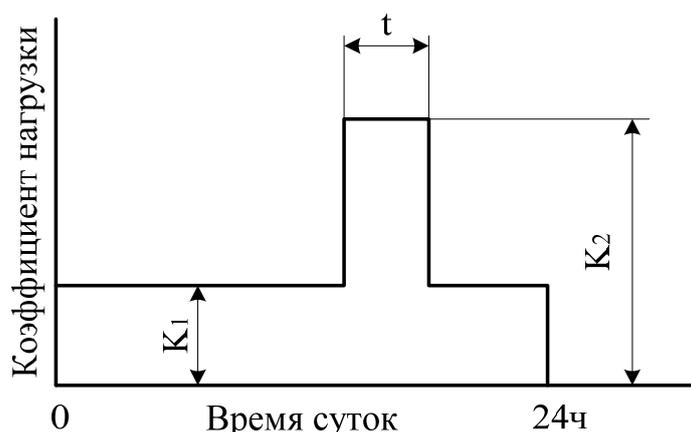


Рис. 3.9. Эквивалентный двухступенчатый график нагрузки: K_1 и K_2 – ступени нагрузки, где K_2 – максимум нагрузки; t – продолжительность нагрузки, ч

Если эквивалентность двухступенчатого графика вызывает сомнения, в ряде случаев допускается сделать ряд допущений, приняв график к расчету с наибольшим запасом.

Алгоритм определения параметров двухступенчатого графика зависит от исходного вида кривой реального графика нагрузки трансформатора.

Так, если исходный график имеет один максимум, то в этой ситуации t определяется согласно тому, как это изображено на рис. 3.10. Значение K_1 определяется как среднее значение нагрузки на участке без максимума.

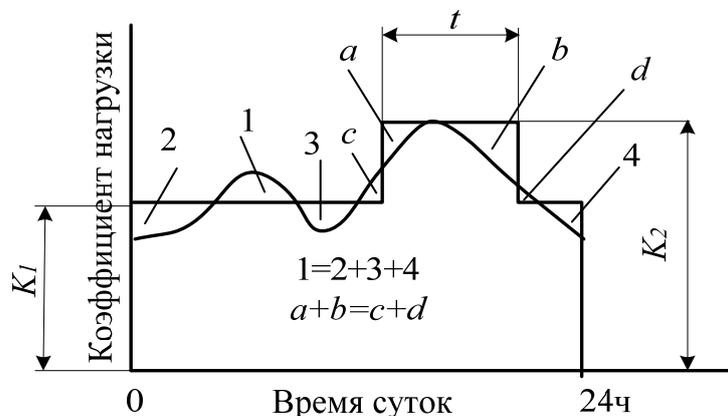


Рис. 3.10. График нагрузки с одним максимумом

В случае, когда график нагрузки имеет два максимума равной амплитуды, но различной продолжительности, значение t определяется для максимума с большей продолжительностью, а K_t принимают соответствующим среднему значению оставшейся нагрузки. Пример таких преобразований приведен на рис. 3.11.

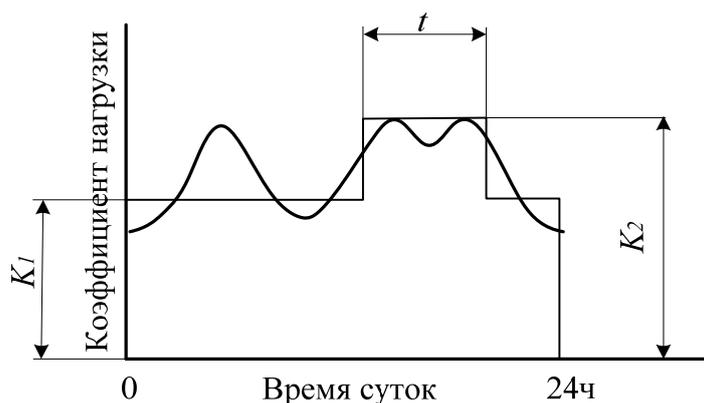


Рис. 3.11. График нагрузки с двумя максимумами равной амплитуды и разной продолжительности

Возможен случай, когда график нагрузки представляет собой последовательность нескольких максимумов. Тогда значение t берет-

ся такое, чтобы этой величины было достаточно для охвата всех максимумов, а K_t принимают равным среднему значению оставшейся нагрузки (рис. 3.12).

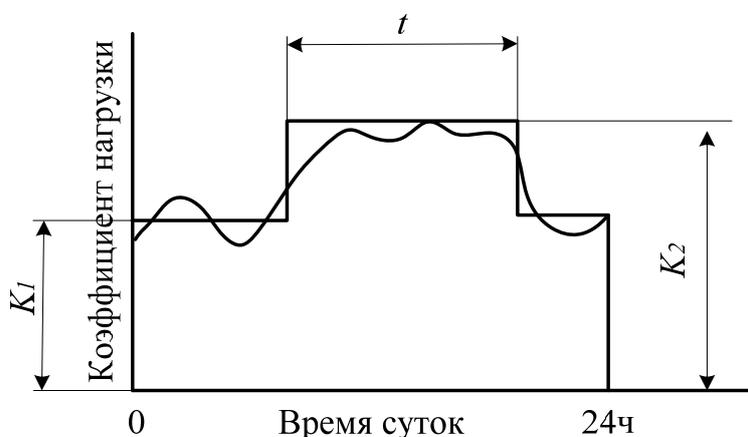


Рис. 3.12. График нагрузки с последовательными максимумами

Рассмотрим алгоритм метода преобразования реального графика нагрузки в ступенчатый вид. На первом этапе производится выбор исходного графика: он может представлять собой непрерывный график тока нагрузки или периодический с частой фиксацией показаний за 24-часовой интервал времени. Начало отсчета следует выбирать таким образом, чтобы в начале и конце суточного периода значение нагрузки было бы по возможности одинаковым.

Преобразование исходного графика нагрузки в двухступенчатый прямоугольный график с представлением нагрузки в долях от номинального тока обмотки производится в соответствии с рис. 3.13 в следующей последовательности.

1. На исходном графике нагрузки проводят линию, соответствующую величине номинального тока I_n , которая будет также линией относительной номинальной нагрузки $K = 1$.

2. Между точками пересечения номинальной линии с кривой исходного графика нагрузки (точки А и Б) определяют участок перегрузки продолжительностью h' .

3. На оставшейся части графика, где нагрузка меньше номинальной, выделяют m интервалов продолжительностью Δt . Каждый из этих интервалов должен быть выбран таким образом, чтобы была возможность провести в каждом из них линию средней нагрузки, то есть линии, площади над и под которой были бы примерно равны. Затем определяют значения тока средних линий S_1, \dots, S_m .

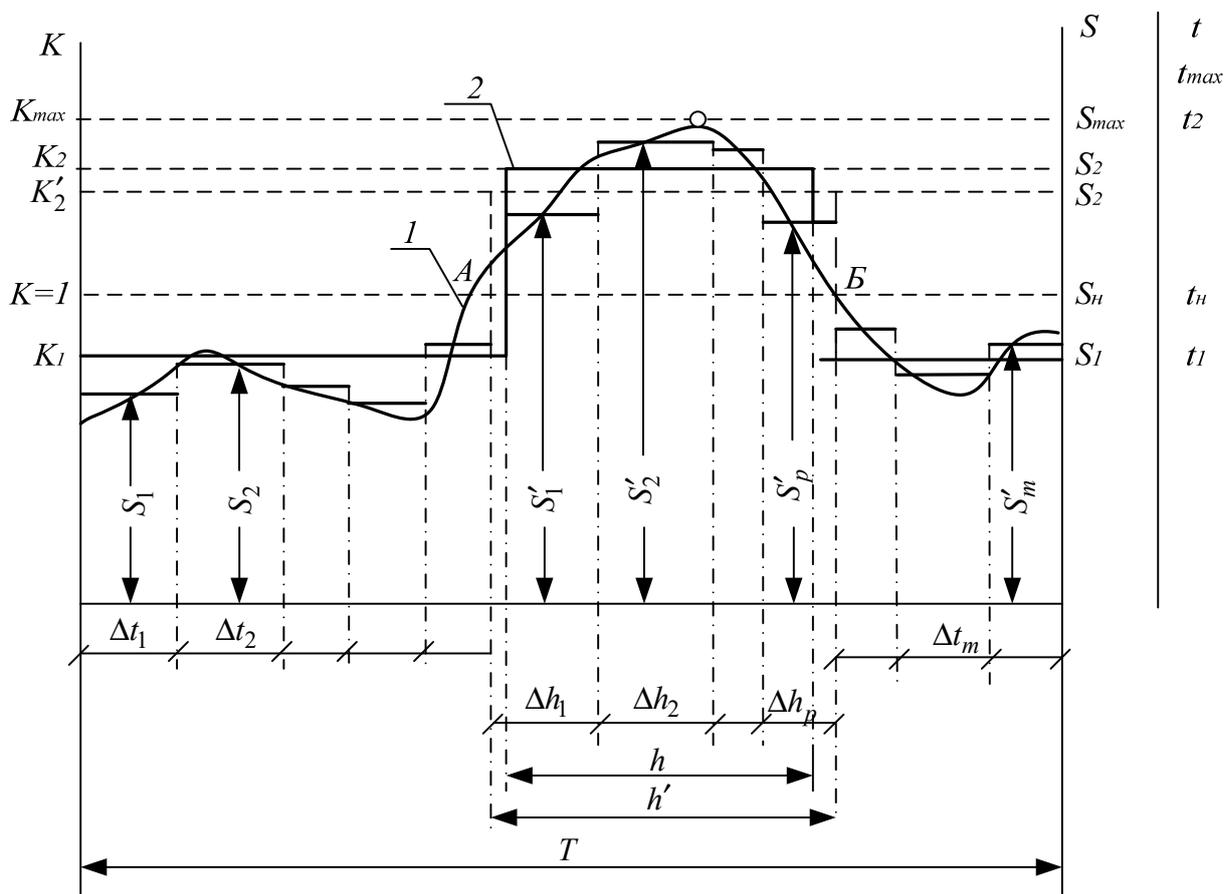


Рис. 3.13. Преобразование исходного графика нагрузки трансформатора в эквивалентный двухступенчатый прямоугольный график нагрузок:

1 – исходный график; 2 – преобразованный график

4. Определяют начальную нагрузку K_1 эквивалентного графика:

$$K_1 = \frac{1}{S_m} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}$$

5. Разбивают участок перегрузки h' на исходном графике на p интервалов Δh_p исходя из возможности провести линии средней нагрузки на каждом из интервалов. Определяют значения S_1, \dots, S_m .

6. Находят предварительное превышение нагрузки эквивалентного графика:

$$K'_2 = \frac{1}{S_m} \sqrt{\frac{(S'_1)^2 \Delta h_1 + (S'_2)^2 \Delta h_2 + \dots + (S'_p)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}.$$

7. Сравнивают значения K'_2 с K_{\max} исходного графика нагрузки и принимают $K_2 = K'_2$, если $K'_2 \geq 0,9 K_{\max}$, и $K_2 = 0,9 K_{\max}$, если $K'_2 \leq 0,9 K_{\max}$. Продолжительность перегрузки h эквивалентного графика нагрузки определяем по формуле

$$h = \frac{(K'_2)^2 h'}{(0,9 K_{\max})^2}.$$

Если в исходном суточном графике нагрузки трансформатора имеются два близких по значению максимуму разной продолжительности, значения h и K_2 находят по максимуму большей продолжительности, а K_1 – по среднеквадратическому значению остальной нагрузки. Если же исходные суточные графики имеют несколько последовательных близких по значению максимумов, то h и K_2 определяют с учетом охвата всех максимумов, а K_1 – по среднеквадратическому значению остальной нагрузки.

3.3. Параллельная работа трансформаторов и экономичный режим их работы

Техническими требованиями эксплуатации электроустановок устанавливаются пять обязательных к выполнению условий, при которых допускается включение трансформаторов на параллельную работу.

1. Основное условие допуска трансформаторов к включению на параллельную работу – их сфазированность. Фазировка трансформатора обуславливает согласование фаз всех рабочих элементов электрической цепи со стороны высокого и низкого напряжений. Если пренебречь этим требованием, произойдет короткое замыкание. Фазировку осуществляют с помощью цепей вторичного напряжения.

2. Равенство значений напряжения на первичных и вторичных обмотках обоих трансформаторов. Следовательно, равными должны быть и коэффициенты трансформации (допустимое отклонение составляет $\pm 0,5\%$). Отсутствие равенства напряжений приводит к возникновению результирующего напряжения во вторичной обмотке, а величина уравнительного тока может быть определена согласно выражению

$$I_{ур} = \frac{U_1 - U_2}{z_{k1} + z_{k2}},$$

где U_1 и U_2 – вторичные напряжения первого и второго трансформаторов; z_{k1} и z_{k2} – их сопротивления соответственно. При этом z_K трансформаторов находится по формуле

$$z_{k2} = \frac{u_{k\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} I_{ном}},$$

где $u_{k\%}$ – напряжение короткого замыкания, указанное на трансформаторе, %; $U_{ном}$ и $I_{ном}$ – номинальное напряжение (В) и ток (А) трансформатора соответственно.

3. Равенство напряжений короткого замыкания обоих трансформаторов. Это требование объясняется тем, что при повышении значения напряжения короткого замыкания $U_{кз}$ увеличивается значение сопротивления обмотки, следовательно, трансформатор с малой величиной $U_{кз}$ постоянно будет работать в режиме перегрузки. Допустимое значение в разнице напряжений короткого замыкания $U_{кз}$ составляет 10 %.

4. Соответствие групп соединений обмоток. Разные группы соединений влекут сдвиг фазы, что способствует возникновению уравнительных токов

$$I_{ур} = \frac{\Delta U}{z_{k1} + z_{k2}},$$

где $\Delta U = 2U_{ном} \sin \frac{\alpha}{2}$ – напряжение между одноименными зажимами трансформаторов, определяемое по векторной диаграмме напряжений U_1 и U_2 (α – угловое смещение векторов линейных напряжений трансформаторов с неодинаковыми группами соединений).

При равенстве $u_k\%$ и номинальных токов трансформаторов уравнительный ток будет составлять $I_{ур} = \frac{100 \sin \frac{\alpha}{2}}{u_k} I_{ном}$. Из этого выражения видно, что при одинаковых группах соединений уравнительные токи достигают больших значений. Наиболее тяжелым с этой позиции является случай включения трансформаторов при $\alpha = 180^\circ$: уравнительный ток при этом будет достигать 20 ÷ 10-кратных величин по отношению к номинальному току трансформатора.

5. Мощность обоих трансформаторов не должна различаться более чем в три раза. Если пренебречь этим условием, трансформатор с меньшей мощностью будет перегружен.

При параллельном включении двух или нескольких трансформаторов выводы их обмоток, относящиеся к одноименным фазам, соединяются между собой как на первичной, так и на вторичной стороне. Обычно их соединяют на общих шинах подстанции (рис. 3.14). Для трехобмоточных трансформаторов эти соединения выполняются соответственно на каждой из трех сторон напряжения. Если же соединить выводы только одного напряжения, то получим не параллельную, а совместную работу трансформаторов.

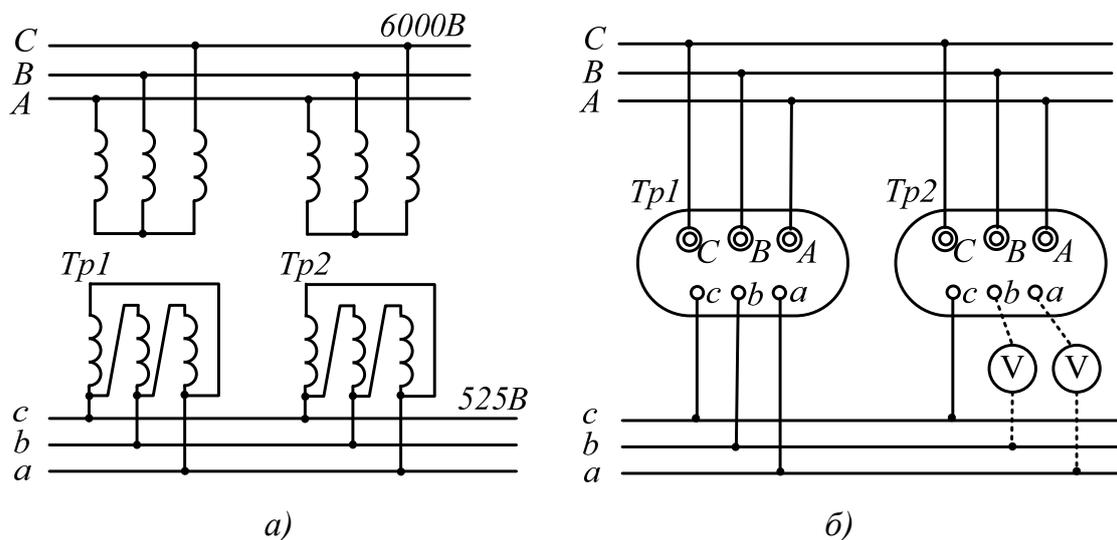


Рис. 3.14. Параллельная работа трехфазных трансформаторов:
 а – схема включения звезда – треугольник ; б – схема включения вольтметров

Параллельная работа нескольких трансформаторов дает ряд преимуществ по сравнению с работой одного трансформатора большой мощности. А именно:

- повышение надежности электроснабжения потребителей за счет возможности перераспределения (частично или полностью) нагрузки вышедшего из строя трансформатора на другие, работающие с ним на параллельном режиме;

- создание более экономичного режима работы трансформаторов за счет возможности отключать часть трансформаторов в часы минимума нагрузок (как в течение суток, так и сезонно), а следовательно, минимизировать потери холостого хода трансформаторов и их загрузки на максимальный КПД;

- значительно меньшее значение резервной мощности трансформаторов по сравнению с вариантом питания потребителей от одного мощного трансформатора;

- возможность увеличения мощности подстанции путем установки дополнительных трансформаторов и включения их на параллельную работу при подключении в районе электроснабжения новых потребителей.

Нормальная параллельная работа трансформаторов характеризуется согласно ГОСТ Р 52719-2007 отсутствием между ними уравнительных токов; распределение общей нагрузки между работающими трансформаторами происходит пропорционально их номинальной мощности и обратно пропорционально их напряжениям короткого замыкания; токи нагрузки трансформаторов совпадают по фазе.

Во избежание перечисленных выше аварийных ситуаций рабочие трансформаторы в схемах питания собственных нужд принимают со схемой соединения обмоток $Y/Y-12$. Это позволяет совместить по фазе векторы напряжений рабочего и резервного трансформаторов, что дает возможность включать их на параллельную работу.

Условия параллельной работы трехобмоточных трансформаторов между собой и с двухобмоточными трансформаторами совпадают с условиями работы двухобмоточных трансформаторов. При этом если выполнены все описанные выше условия включения на параллель-

ную работу, то в замкнутых контурах между трансформаторами не будет возникать уравнивающих токов.

Отдельное внимание уделяется размещению питающей обмотки по отношению к двум другим. Так, существенное влияние на распределение нагрузок низшего напряжения будут оказывать колебания нагрузок среднего напряжения в случае, если при параллельной работе понижающих трансформаторов питающую обмотку расположить снаружи обмоток среднего и низшего напряжений.

Кроме того, при включении на параллельную работу трехобмоточных трансформаторов не следует перегружать одну обмотку больше, чем две другие. А при проведении расчетов распределения токов нагрузки напряжения короткого замыкания при различных мощностях отдельных обмоток напряжение всегда необходимо приводить к обмотке большей номинальной мощности.

3.4. Экономичный режим работы трансформаторов

Известно, что графики нагрузок трансформаторов различаются как по времени суток, так и по сезонам. В периоды снижения нагрузок трансформаторы подстанции длительное время могут находиться недогруженными, что влечет за собой увеличение потерь энергии. Очевидно, что в таких случаях нет необходимости оставлять все трансформаторы в работе – достаточно функционирования части трансформаторов, способных обеспечить необходимую мощность. Однако это должно быть выполнено не только по номинальным значениям, а в наиболее экономически выгодном режиме с наименьшими потерями мощности в трансформаторах.

Определение наиболее выгодного по экономическим параметрам числа параллельно работающих трансформаторов осуществляют с учетом их активных и реактивных потерь. Потери активной мощности будут соответствовать уменьшению активной мощности, отдаваемой потребителям. Потери реактивной мощности связаны с увеличением тока в проводах, что, в свою очередь, косвенно способствуют увеличению активных потерь. При расчетах реактивные потери приводят к их активным потерям через коэффициент k , называемый эко-

номическим эквивалентом реактивной энергии (табл. 3.2). Этот коэффициент учитывает активные потери, необходимые для выработки и передачи дополнительной реактивной мощности в системе, и выражает потери активной энергии при передаче 1 кВар·ч реактивной энергии из сети до трансформатора; единицы измерения k – кВт·ч/кВар·ч. При этом, что подтверждается данными табл. 3.1, величина экономического эквивалента реактивной мощности растет по мере удаления анализируемого участка системы электроснабжения от генераторов электростанции.

Следует учитывать, что даже при небольших значениях k потери активной мощности, связанные с передачей реактивной мощности, достигают значительных величин.

Как известно, все потери в трансформаторах можно разделить на две группы: *потери в стали магнитопровода* (постоянные, не зависящие от нагрузки потери) и *потери в меди* (изменяющиеся при изменении нагрузки трансформатора). Потери в меди могут быть определены согласно выражению

$$p = (p_c + kq_c) + (p_m + kq_m) \left(\frac{S_{\text{ЭК}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2,$$

где p_c и p_m – активные потери в стали и меди трансформатора, кВт; q_c и q_m – реактивные потери в стали и меди соответственно, кВар; $S_{\text{ЭК}}$ – нагрузка трансформатора, кВ · А; $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ · А.

Как правило, для расчета потери в стали и меди берут из значений, приведенных в ГОСТ. Если же таких данных нет, то потери в стали приравнивают к потерям холостого хода, а потери в меди – к потерям короткого замыкания трансформатора.

Когда постоянные и переменные потери трансформатора будут равны, наступает режим работы трансформатора, при котором он имеет наибольший КПД. Назовем такой режим *экономическим*, а нагрузку, соответствующую ему, *экономической нагрузкой* $S_{\text{ЭК}}$. Тогда условием наступления экономического режима будет выражение

$$(p_c + kq_c) = (p_m + kq_m) \left(\frac{S_{\text{ЭК}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2.$$

Таблица 3.2

Значение экономического эквивалента реактивной энергии

Тип системы электроснабжения	k , кВт·ч/кВар·ч	
	Для минимальной нагрузки	Для максимальной нагрузки
Трансформаторы 220 – 500 кВ электростанций и сетей	0,015	0,007
Трансформаторы основных сетей 35 – 220 кВ, питающиеся от электростанций	0,030	0,015
Трансформаторы 6 – 10 кВ распределительных сетей, питающиеся от электростанций	0,030	0,015
Понижающие трансформаторы 35 – 110 и 154 кВ, питающиеся от районных сетей	0,040	0,020
Понижающие трансформаторы 6 – 10 кВ, питающиеся от районных сетей	0,040	0,020
Понижающие трансформаторы 6 – 10 кВ, питающиеся от распределительных сетей	0,050	0,025

Отсюда выразим экономическую нагрузку $S_{\text{ЭК}}$, кВт·А:

$$S_{\text{ЭК}} = S_{\text{НОМ}} \sqrt{\frac{p_{\text{с}} + kq_{\text{с}}}{p_{\text{м}} + kq_{\text{м}}}}$$

На основании этой зависимости, используя значения потерь в стали и меди, строят кривые приведенных потерь для каждого трансформатора конкретной подстанции. На основании кривых потерь разрабатывается график включения/отключения трансформаторов по мере изменения их нагрузок. Именно такие кривые позволяют определять необходимое количество включенных на параллельную работу трансформаторов.

На рис. 3.15 точка пересечения кривых 1 и 2 показывает момент равенства потерь при раздельной работе одного трансформатора и двух и определяет нагрузку подстанции, при которой изменяется экономический режим работы, и, соответственно, целесообразность при дальнейшем повышении нагрузки включения на параллельную работу второго трансформатора.

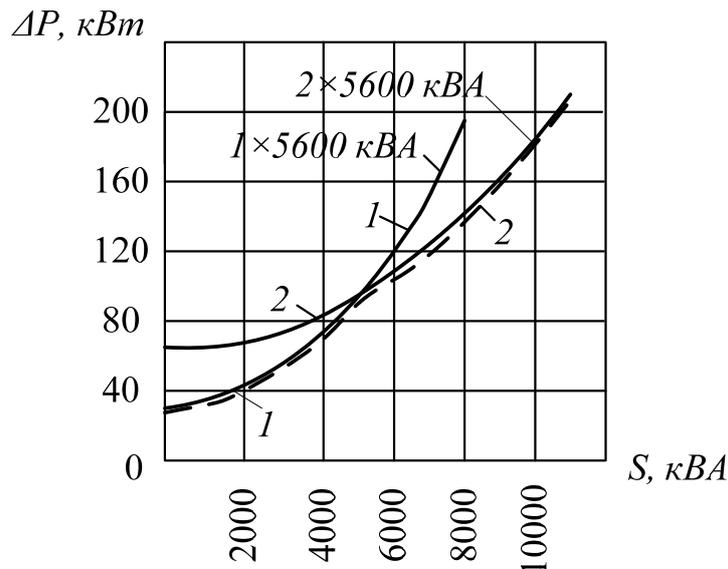


Рис. 3.15. Кривые приведенных потерь двух трансформаторов: 1 – в одном трансформаторе; 2 – в двух трансформаторах

Иной способ определения необходимого числа включенных трансформаторов – определение на основании уровня потерь. Так, если аналитически рассмотреть точку пересечения кривых приведенных потерь, экономически выгодная нагрузка подстанции, при которой можно будет рационально перейти с работы системы с n трансформаторами на систему с $(n + 1)$ трансформаторами, может быть найдена из соотношения равенства потерь мощности для этих двух вариантов работы системы, а именно

$$n(p_c + kq_c) + \frac{1}{n} (p_m + kq_m) \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 = (n + 1)(p_c + kq_c) + \frac{1}{n + 1} (p_m + kq_m) \cdot \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2.$$

Решая это уравнение относительно S , кВ·А, получаем

$$S \geq S_{\text{НОМ}} \sqrt{n(n + 1) \frac{(p_c + kq_c)}{(p_m + kq_m)}}.$$

Следовательно, при превышении мощности величины S целесообразно перейти на параллельную работу, увеличив число трансформаторов с n на $(n + 1)$.

Потери в трехобмоточных трансформаторах складываются из потерь на каждой из обмоток. Следовательно, для определения потерь активных мощностей на каждой из обмоток трехобмоточных трансформаторов будет справедливо

$$p_B = \frac{1}{2}(p_{BC} + p_{BH} - p_{CH});$$

$$p_C = \frac{1}{2}(p_{BC} + p_{CH} - p_{BH});$$

$$p_H = \frac{1}{2}(p_{BH} + p_{CH} - p_{BC}),$$

где p_B, p_C, p_H – потери активной мощности в отдельных обмотках, отнесенные к номинальной мощности автотрансформатора.

Переменные потери при этом определяются для каждой обмотки в зависимости от нагрузки, а затем суммируются:

$$p_M = p_{ном.В} \frac{S_B^2}{S_{ном.В}^2} + p_{ном.С} \frac{S_C^2}{S_{ном.С}^2} + p_{ном.Н} \frac{S_H^2}{S_{ном.Н}^2},$$

где S_B, S_C, S_H – соответствующие нагрузки обмоток высшего, среднего и низшего напряжения; $p_{ном.В}, p_{ном.С}, p_{ном.Н}$ – потери в этих обмотках при протекании по ним номинальных мощностей $S_{ном.В}, S_{ном.С}, S_{ном.Н}$.

Экономический режим определяется для трехобмоточных трансформаторов так же, как для двухобмоточных: путем приравнивания потерь для n и $(n + 1)$ трансформаторов.

В результате получаем выражение определения экономической мощности $S_{эк}$, кВ·А, при установленных в системе трехобмоточных трансформаторах:

$$S_{эк} = \sqrt{\frac{2(p_{ст} + kq_{ст})}{\frac{p_{м.В} + kq_{м.В}}{S_{ном.В}^2} + \frac{p_{м.С} + kq_{м.С}}{S_{ном.С}^2} + \frac{p_{м.Н} + kq_{м.Н}}{S_{ном.Н}^2}}}$$

3.5. Автотрансформаторы

Автотрансформаторы получили свое распространение гораздо позже типовых трансформаторов. При этом они обладают рядом преимуществ по сравнению с обычными трансформаторами. Рассмотрим, каковы принципиальные особенности в работе трансформатора, на примере одной фазы.

По конструкции и принципу работы автотрансформатор существенно отличается от двухобмоточного трансформатора. В автотрансформаторе всего одна обмотка (вместо первичной и вторичной обмоток в трансформаторе), общая для обеих систем тока (рис. 3.16). По своей схеме автотрансформатор схож с делителем напряжения.

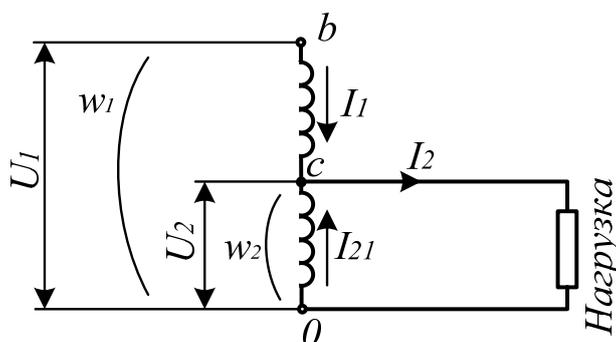


Рис. 3.16. Принципиальная схема автотрансформатора: w_1 – общее число витков; $(w_1 - w_2)$ – число витков последовательной обмотки с током I_1 ; w_2 – число витков общей части обмотки

Как видно из рисунка, вторичная обмотка автотрансформатора является частью первичной обмотки и имеет с ней непосредственное электрическое соединение. Так, если к крайним выводам обмотки $b-0$ подвести напряжение U_1 , то оно будет пропорционально распределяться между числом витков w_1 . Тогда для выводов $c-0$ от крайней точки обмотки до какой-либо средней будем иметь напряжение U_2 , пропорциональное числу витков w_2 , расположенных между этими точками. Следовательно, при питании автотрансформатора со стороны выводов $b-0$ он будет работать как понижающий трансформатор, а со стороны $c-0$ – как повышающий.

Участок обмотки $c-0$ с числом витков w_2 , который одновременно представляет собой и вторичную обмотку, и часть первичной, называется *общей обмоткой*, а участок $b-c$, где число витков составит $(w_1 - w_2)$, – *последовательной обмоткой*. По этой обмотке протекает полная номинальная мощность автотрансформатора (см. рис. 3.16).

Благодаря наличию электрической связи между обмотками автотрансформатора ток I_1 протекает по последовательной части обмотки, а в общей части обмотки на участке $c-0$ магнитным потоком создается ток I_{2T} . В любой момент времени оба эти тока протекают по обмотке встречно друг другу, то есть они сдвинуты между собой по фазе на 180° , и их намагничивающие силы уравнивают друг друга

$$I_1(w_1 - w_2) = I_{2T} w_2. \quad (3.1)$$

Так как токи I_1 и I_{2T} в точке c сходятся, то их сумма по первому закону Кирхгофа будет соответствовать току во вторичной цепи (цепи приемника)

$$I_2 = I_1 + I_{2T}.$$

Учитывая выражение намагничивающей силы (3.1), получаем

$$I_{2T} = I_1 \left(\frac{w_1}{w_2} - 1 \right),$$

следовательно, соотношение токов I_1 и I_2 будет аналогичным их соотношению в обычном трансформаторе:

$$\text{– для первичной цепи } I_1 = I_2 \frac{w_2}{w_1} = I_2 \frac{1}{k};$$

$$\text{– для вторичной цепи } I_2 = I_1 + I_1 \left(\frac{w_1}{w_2} - 1 \right) = I_1 k;$$

где $k = \frac{w_1}{w_2}$ – коэффициент трансформации.

Пренебрегая потерями и намагничивающим током, будем считать, что вся первичная мощность передается во вторичную цепь.

Номинальной, или проходной, мощностью называют предельную мощность автотрансформатора, которая может быть им передана на стороне высшего напряжения.

Благодаря электрическому соединению обмоток передача мощности в автотрансформаторе происходит двумя путями: *электромагнитным и электрическим*.

Вторичная мощность автотрансформатора равна

$$U_2 I_2 = U_2 I_1 + U_2 I_{2T}. \quad (3.2)$$

Первое из слагаемых выражения (3.2) определяет мощность, передаваемую первичным током непосредственно во вторичную цепь по электрической связи обмоток, второе слагаемое – мощность, получаемую путем трансформации посредством магнитного потока.

Мощность, передаваемая электромагнитно, называется *типовой* $S_{\text{ном}}$, или *расчетной, мощностью* S_r . Ее отношение к номинальной мощности выражает величину, называемую коэффициентом выгоды автотрансформатора α :

$$\alpha = S_r / S_{\text{ном}}.$$

Эта мощность главным образом влияет на габаритные параметры автотрансформатора. Так, автотрансформатор, имеющий номинальную мощность $S_{\text{ном}}$, будет эквивалентен по размерам и затрачиваемым на его изготовление материалам обычному трансформатору с мощностью $\alpha S_{\text{ном}}$. Поэтому наиболее выгодно применять автотрансформатор вместо обычного трансформатора при маленьких значениях α . И чем ближе коэффициент трансформации к единице, тем легче и дешевле автотрансформатор при его сопоставлении с трансформатором и тем более целесообразен к использованию.

Помимо двух основных обмоток ВН и СН, в автотрансформаторах, устанавливаемых на подстанциях и в энергосистемах, имеется отдельная третичная компенсационная обмотка НН, имеющая электромагнитную связь (рис. 3.17). Следовательно, такие автотрансформаторы могут заменять трехобмоточные или многообмоточные трансформаторы.

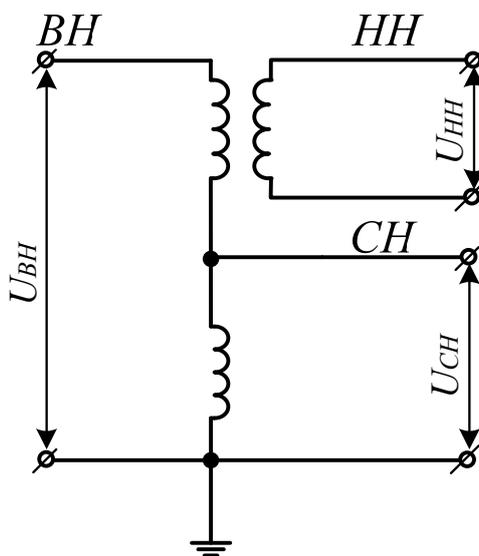


Рис. 3.17. Схема трехобмоточного автотрансформатора

В трехфазных цепях обмотки ВН и СН соединяют в звезду с выведенной нейтралью, а компенсационную обмотку – в треугольник. Это позволяет замыкать и не пропускать в сеть токи высших гармоник, кратные трем.

В понижающих автотрансформаторах третичная обмотка применяется для питания потребителей на генераторном напряжении, а если к ней подключить генератор, то можно использовать автотрансформатор в качестве повышающего. В сетях связи третичная обмотка используется только как компенсационная.

Совмещение обмоток двух напряжений делает автотрансформатор экономически более выгодным по сравнению с трансформатором с двумя или тремя электрически не связанными обмотками. К преимуществам автотрансформатора также относятся: снижение потерь почти на 50 %; понижение уровня тока холостого хода до 1 – 2 % при 4 % у трансформатора; снижение потребляемых потоков реактивной мощности и, следовательно, реактивных потерь.

Использование автотрансформатора в качестве повышающего – менее экономически выгодное решение в связи с тем, что весь поток мощности от подключаемого генератора будет передаваться электромагнитным путем, трансформируясь в обмотках ВН и СН. При понижающем же режиме автотрансформатор передает большую часть мощности непосредственно по электрической связи.

Несмотря на перечисленные возможности, использование автотрансформаторов имеет ряд особенностей в процессе их эксплуатации. Так, из-за существующей между обмотками ВН и СН электрической связи при возникновении перенапряжений возможно наведение волны перенапряжения и в сети СН и, как следствие, – повреждение изоляции и используемых в системе аппаратов. Для защиты обмоток от набегающих волн устанавливают вентильные разрядники, глухо присоединяемые с обеих сторон на вводах ВН и СН.

Помимо этого нормальная работа автотрансформатора требует обеспечения глухого заземления нейтрали. Это позволяет избежать роста потенциала фаз СН до недопустимых величин при замыкании на землю фазы ВН.

Таким образом, использование автотрансформаторов допустимо в сетях напряжением выше 35 кВ с большим током замыкания на землю и глухозаземленной нейтралью.

Обобщая вышеизложенный материал, выделим основные преимущества автотрансформатора:

- сокращение потерь активной и реактивной мощности и энергии;
- значительное уменьшение активных (медь, сталь), изолирующих (изоляция, трансформаторное масло) и конструкционных материалов, необходимых для изготовления автотрансформатора;
- возможность изготовления автотрансформатора больших единичных предельных мощностей.

Практические задачи

1. В соответствии с заданием (табл. 3.3) выполнить расчет нагрузочной способности трансформатора. По заданным значениям определить номинальную мощность трансформатора.

2. На подстанции установлено два трансформатора. В соответствии с вариантом задания (табл. 3.4) определить, при какой нагрузке подстанции экономически целесообразно переходить на параллельную работу двух трансформаторов.

3. В соответствии с вариантом задания (табл. 3.5) определить потери мощности в автотрансформаторе. Автотрансформатор работает как понижающий. В заданиях для вариантов 1 – 23 считать коэффициент выгодности 0,5. Для вариантов 24 – 46 принимать каталожные значения соответствующих вариантов 1 – 23, но коэффициент выгодности считать равным 0,45. Для вариантов 47 – 57 принимать каталожные значения соответствующих вариантов 1 – 10, но коэффициент выгодности считать равным 0,55.

Таблица 3.3

Варианты заданий для практической задачи 1

Вариант	Система охлаждения	Максимум изменяющейся нагрузки		Мощность предшествующей нагрузки, кВт·А	Температура охлаждающей среды, °С
		Продолжительность работы, ч	Мощность, кВт·А		
1	<i>ONAN</i>	8	60	40	-25
2			100	60	
3			160	100	-20
4			250	160	
5			400	250	0
6			630	400	
7			1000	630	10
8			1600	1000	
9			1600	1000	20
10			1000	630	
11			400	250	30
12			250	160	
13			160	100	40
14			100	60	
15	<i>ON</i>	8	1000	630	-25
16			1600	1000	
17			2500	1600	-20
18			4000	2500	
19			6300	4000	0
20		10000	6300		
21		4	1000	630	10
22			1600	1000	
23			2500	1600	20
24			4000	2500	
25	6300		4000	30	
26	10000	6300			
27	<i>OF</i>	8	1000	630	-25
28			1600	1000	
29			2500	1600	-20
30			4000	2500	
31			6300	4000	0
32			10000	6300	

Окончание табл. 3.3

Вариант	Система охлаждения	Максимум изменяющейся нагрузки		Мощность предшествующей нагрузки, кВт·А	Температура охлаждающей среды, °С			
		Продолжительность работы, ч	Мощность, кВт·А					
33		4	1000	630	10			
34			1600	1000				
35			2500	1600				
36			4000	2500	20			
37			6300	4000				
38			10000	6300				
39			OD	8		1000	630	-25
40	1600	1000						
41	2500	1600						
42	4000	2500			-20			
43	6300	4000						
44	10000	6300						
48	4	4			1000	630	10	
46				1600	1000			
47				2500	1600	20		
48				4000	2500			
49				6300	4000			
50				10000	6300	30		
51				ON	8	1600	1000	0
52						2500	1600	
53	3200	2500	10					
54	4000	3200						
55	6300	4000	20					
56	8000	6300						
57	10000	8000				30		

Таблица 3.4

Варианты заданий для практической задачи 2

Вариант	Тип изделия	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %
			ВН	НН	холостого хода	короткого замыкания		
ТРАНСФОРМАТОРЫ СИЛОВЫЕ МАСЛЯНЫЕ ТИПА ТМГ и ТМГФ НАПРЯЖЕНИЕМ 6 (6,3) и 10 (10,5) кВ								
Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные герметичные общего назначения. Предназначены для передачи и распределения электроэнергии, питающей электрические установки								
1	ТМГ-40/10(6)-У1	40	6; 10	0,4	0,17	10,00	4,5	3,00
2						0,88	4,7	
3	ТМГ-63/10(6)-У1	63	6; 10	0,4	0,21	1,28	4,5	2,40
4						0,23	1,47	
5	ТМГ-100/10(6)-У1	100	6; 10	0,4	0,26	1,97	4,5	2,20
6						2,27	4,7	
7	ТМГ-160/10(6)-У1	160	6; 10	0,4	0,35	2,90	4,5	1,10
8							4,7	
9	ТМГ-250/10(6)-У1	250	6; 10	0,4	0,51	3,50	4,5	0,45
10						4,20		1,30
11	ТМГ-400/10(6)-У1	400	6; 10	0,4	0,61	5,40	4,5	0,35
12						6,00		1,10
13	ТМГ-630/10(6)-У1	630	6; 10	0,4	0,83	7,80	5,5	0,30
14						8,40		0,80
15	ТМГ-1000/10(6)-У1	1000	6; 10	0,4	1,15	10,80	5,5	0,21
16						13,00		0,70
17	ТМГ-1250/10(6)-У1	1600	6; 10	0,4	1,40	14,50	6,0	0,60
18	ТМГ-1600/10(6)-У1							1,50
Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные герметичные фланцевого исполнения общего назначения. Предназначены для передачи и распределения электроэнергии, питающей электрические установки								
19	ТМГФ-1000/10(6)-У1	1000	6; 10	0,4	1,15	10,80	5,5	0,21
20	ТМГФ-1250/10(6)-У1	1600	6; 10	0,4	1,40	14,50	6,0	0,60
21	ТМГФ-1600/10(6)-У1							1,50

Продолжение табл. 3.4

Вариант	Тип изделия	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %
			ВН	НН	холостого хода	короткого замыкания		
ТРАНСФОРМАТОРЫ СИЛОВЫЕ МАСЛЯНЫЕ КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ 10 кВ								
Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения. Предназначены для передачи и распределения электроэнергии								
22	ТМ-1000/10-У1	1000	10,00	0,4	1,90	12,2	5,5	0,70
23	ТМ-1600/10-У1	1600	10,00	0,4	2,35	18,0	6,0	0,60
24	ТМ-2500/10-У1	2500	10,00	0,4	4,20	28,0	6,5	1,00
25				6,3	3,90	23,5		
26	ТМ-4000/10-У1	4000	10,00	6,3	5,20	33,5	7,5	0,90
27	ТМ-6300/10-У1	6300	10,50	6,3	7,40	46,5	7,5	0,80
28	ТМ-10000/10-У1	10 000	10,50	6,3	12,0	60,0	7,5	0,75
Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные для собственных нужд электростанций. Предназначены для собственных нужд электростанций								
29	ТМНС-6300/10-У1	6300	10,50	6,3	6,40	44,4	7,7	0,35
ТРАНСФОРМАТОРЫ СИЛОВЫЕ МАСЛЯНЫЕ КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ ДО 35 кВ ВКЛЮЧИТЕЛЬНО								
Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения. Предназначены для передачи и распределения электроэнергии								
30	ТМ-1600/35-У1, УХЛ1	1600	35,00;	6,3;	2,75	18,5	6,5	1,30
			36,75	10,5				
31			35,00	0,4				
32			35,00	10,5	2,75	16,5	6,5	1,30
33	ТМ-2500/35-У1, УХЛ1	2500	35,00	6,3; 10,5	3,90	23,5	6,5	1,00
34	ТМ-4000/35-У1, УХЛ1	4000	35,00	6,3; 10,5	5,30	33,5	7,5	0,90
35	ТМ-6300/35-У1, УХЛ1	6300	35,00	6,3; 10,5	7,60	46,5	7,5	0,80
36	ТМ-10000/35-У1, УХЛ1	10 000	10,00	6,3; 10,5	12,0 0	60,0	7,5	0,75

Продолжение табл. 3.4

Вариант	Тип изделия	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %
			ВН	НН	холостого хода	короткого замыкания		
Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения. Предназначены для передачи и преобразования электрической энергии переменного тока								
37	ТМН-2500/35-У1, УХЛ1	2500	35,00	6,3; 11,0	4,1	23,5	6,5	1,0
38	ТМН-4000/35-У1, УХЛ1	4000	35,00	6,3; 11,0	5,6	33,5	7,5	0,9
39	ТМН-6300/35-У1, УХЛ1	6300	35,00	6,3; 11,0	8,0	46,5	7,5	0,8
Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения. Предназначены для работы на объектах электроэнергетики								
40	ТД-10000/35-У1	10 000	10,5	6,3	9,0	60	8,0	0,25
41	ТДЦ-80000/35-У1, УХЛ1	80 000	38,5	6,3	55,0	290	9,5	0,60
Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные для собственных нужд электростанций. Предназначены для работы в электрических сетях комплектных трансформаторных подстанций								
42	ТДНС-10000/35-У1, УХЛ1	10 000	10,50	6,3	11,0	60,0	8,0	0,75
			15,75	6,3				
			35,00	10,5				
			36,75	11,0				
43	ТДНС-16000/20-У1, УХЛ1	16 000	10,50;	6,3	14,5	85,0	10,0	0,50
			11,00;					
	15,00		6,3					
	35,00;							
ТДНС-16000/35-У1, УХЛ1	36,75;	10,5						
	38,50	11,0						
44	ТРДНС-25000/25-У1, УХЛ1	25 000	15,75;	6,3;	20,0	115,0	10,5	0,30
			10,5	10,5				
	ТРДНС-25000/35-У1, УХЛ1		36,75	6,3;				
				10,5				

Окончание табл. 3.4

Вариант	Тип изделия	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %
			ВН	НН	холостого хода	короткого замыкания		
Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные для собственных нужд электростанций. Предназначены для работы в электрических сетях комплектных трансформаторных подстанций								
45	ТРДНС-40000/35-У1, УХЛ1	40 000	22,0 36,75	6,9 10,5	25,0	170,0	12,7	0,50
46	ТРДНС-63000/35-У1, УХЛ1	63 000	24,0	6,3	32,0	250,0	12,7	0,45
ТРАНСФОРМАТОРЫ СИЛОВЫЕ МАСЛЯНЫЕ КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ 110 кВ								
Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения. Предназначены для работы на электростанциях в блоке с генератором								
47	ТД-16000/110-У1, УХЛ1	16 000	121	6,3; 10,5	13,0	80,0	10,5	0,25
48	ТД-25000/110-У1, УХЛ1	25 000	121	6,3; 10,5	19,0	120,0	10,5	0,23
49	ТД-40000/110-У1, УХЛ1	40 000	121	6,3; 10,5	23,0	160,0	10,5	0,15
50	ТД-63000/110-У1, УХЛ1	63 000	121	6,3; 10,5	35,0	245,0	10,5	0,25
51						320,0	22,0	0,20
52	ТДЦ-63000/110-У1, УХЛ1	63 000	121	10,5	35,0	245,0	10,5	0,20
53	ТД-80000/110-У1, УХЛ1	80 000	121	10,5; 13,8	40,0	310,0	11,0	0,23
54	ТДЦ-100000/110-У1, УХЛ1	100 000	121	10,5	60,0	350,0	10,5	0,35
55	ТДЦ-125000/110-У1, УХЛ1	125 000	121	10,5; 11,0; 13,8	65,0	420,0	11,0	0,35
56	ТДЦ-160000/110-У1, УХЛ1	160 000	121	10,5	65,0	450,0	11,0	0,35
57	ТДЦ-225000/110-У1, УХЛ1	225 000	121	15,0	90,0	600,0	10,5	0,30

Таблица 3.5

Варианты заданий для практической задачи 3

Вариант	Тип автотрансформатора	Номинальное напряжение, кВ		Номинальная мощность, МВ·А		Потери короткого замыкания, кВт			Потери холостого хода, кВт
		СН	НН	СН	НН	ВН – СН	ВН – НН	СН – НН	
Высшее напряжение 220 кВ									
1	АТДЦТН-63000/220/110	1121	6 – 60	31	32	200	160	140	37
2	АТДЦТН-125000/220/110		6 – 60	62	63	315	280	275	65
3	АТДЦТН-		6 – 60	120	80	430	340	310	105
4	200000/220/110		10 – 50	100	100		400	340	
5	АТДЦТН-		10 – 50	125	125	500	280	270	120
6	250000/220/110		38 – 50	150	100		410	400	
Высшее напряжение 330 кВ									
7	АТДЦТН-125000/330/110	115	6 – 50	62	63	345	240	210	100
8	АТДЦТН-200000/330/110		6 – 60	120	80	560	300	210	155
9	АТДЦТН-250000/330/110	158	10 – 50	150	100	620	380	350	160
10	АТДЦН-400000/330/110	–	165	–	400	–	720	–	180
11	АОДЦТН-133000/330/220	$\frac{230}{\sqrt{3}}$	10 – 50	100	33	250	125	105	50
Высшее напряжение 500 кВ									
12	АТДЦТН-250000/500/110	121	10 – 61	150	100	690	280	230	200
13	АТДЦН-500000/500/220	–	230	–	500	–	1050	–	220
14	АОДЦТН-167000/500/220	$\frac{230}{\sqrt{3}}$	10 – 50	117	50	315	105	95	90
15			13 – 80	100	67		190	180	
16			15 – 75	84	83		280	250	
17	АОДЦТН-267000/500/220		10 – 50	200	67	470	110	100	125
18			15 – 75	184	83		160	150	
19			20	147	120		310	250	
20	АОДЦТН-167000/500/330	$\frac{230}{\sqrt{3}}$	10 – 50	134	33	300	81	86	61

Вариант	Тип автотрансформатора	Номинальное напряжение, кВ		Номинальная мощность, МВ·А		Потери короткого замыкания, кВт			Потери холостого хода, кВт
		СН	НН	СН	НН	ВН – СН	ВН – НН	СН – НН	
Высшее напряжение 750 кВ									
21	АОДЦТН-267000/750/220	$\frac{230}{\sqrt{3}}$	10,5	187	80	600	145	140	200
22	АОДЦТН-333000/750/330	$\frac{230}{\sqrt{3}}$	10 – 75	213	120	580	255	235	217
23	АОДЦТ-	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	10,50	383,3	33,7	670	60	60	125
24	417000/750/500	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	15,7	367	50		90	90	

Примечание. ВН – высокое напряжение; СН – среднее напряжение; НН – низкое напряжение.

Примеры решения практических задач

Задача 1

Распределительный трансформатор с охлаждением *ОН* должен эксплуатироваться каждый день (рис. 3.18) с нагрузкой 1750 кВ·А в течение $t = 8$ ч и с нагрузкой 1000 кВ·А в течение остальных 16 ч при $\theta_a = 20$ °С.

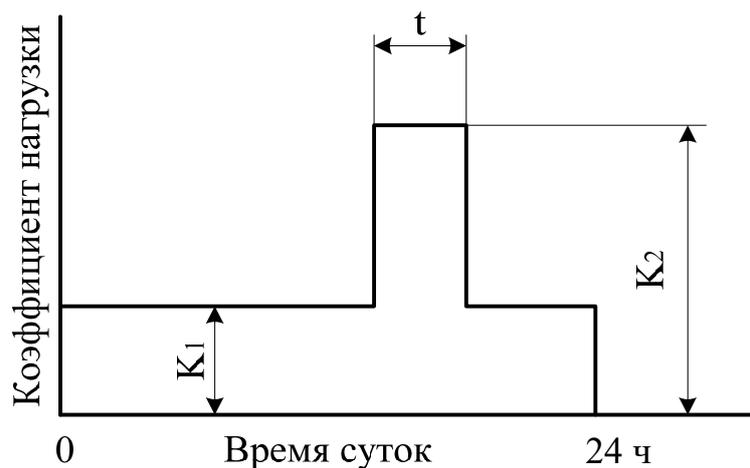


Рис. 3.18. Суточный график нагрузки

Решение

По заданным начальным условиям определим кратность максимальной нагрузки по отношению к минимальной:

$$\frac{K_2}{K_1} = \frac{1750}{1000} = 1,75.$$

На графике допустимых режимов нагрузки (прил. 2, 3) для трансформатора с заданной системой охлаждения *ON* построим пря-

мую $\frac{K_2}{K_1}$.

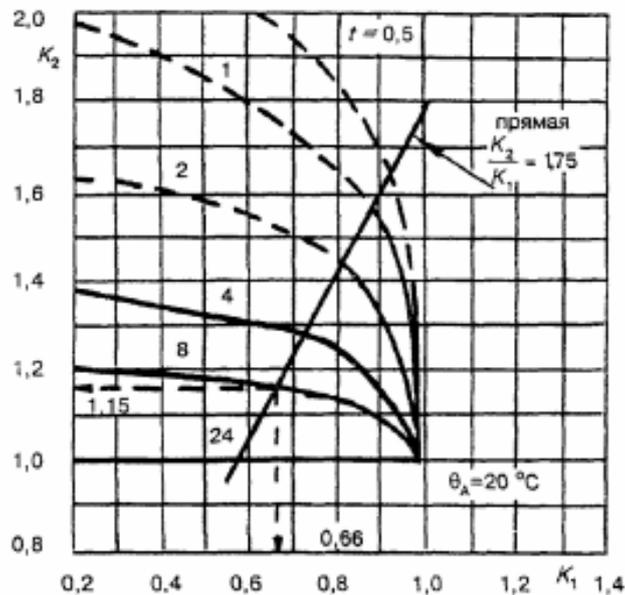


Рис. 3.19. Допустимые режимы нагрузки с нормальным сокращением срока службы

По графику (рис. 3.19) определяем точку пересечения кривой $t = 8$ ч и прямой постоянного наклона $\frac{K_2}{K_1}$ и находим значения $K_2 = 1,15$ и $K_1 = 0,66$. Отсюда номинальная мощность трансформатора составляет

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{max}}}{K_2} = \frac{1750}{1,15} = 1521 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Ответ: $S_{\text{НОМ}} = 1521 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$

Задача 2

На подстанции установлены два трансформатора ТДГ-31500/110 мощностью 31 500 кВ·А 110/35 кВ. Определить, при какой нагрузке подстанции экономически целесообразно переходить на параллельную работу двух трансформаторов.

Решение

По заданным начальным условиям номинальная мощность трансформатора $S_{\text{НОМ}} = 31\,500$ кВ·А. Напряжение короткого замыкания $U_{\text{к}} = 10,5\%$, ток холостого хода $I_{\text{хх}} = 2,7\%$. Потери холостого хода $p_{\text{с}} = 86$ кВт, потери короткого замыкания $p_{\text{м}} = 200$ кВт. Экономический эквивалент принимаем по табл. 3.2 ($k = 0,04$).

Реактивные потери в стали принимаем равными процентной величине тока холостого хода:

$$q_{\text{с}} = \frac{I_{\text{хх}} S_{\text{НОМ}}}{100\%} = \frac{2,7 \cdot 31\,500}{100} = 850 \text{ кВар.}$$

Реактивные потери в меди принимаем равными процентной величине напряжения короткого замыкания:

$$q_{\text{м}} = \frac{U_{\text{к}} S_{\text{НОМ}}}{100\%} = \frac{10,5 \cdot 31\,500}{100} = 3310 \text{ кВар.}$$

Нагрузка подстанции мощностью S , при которой экономически целесообразно переходить с n трансформаторов на $(n + 1)$ трансформаторы, определяется из равенства потерь мощности при n и $(n + 1)$ трансформаторах:

$$S \geq S_{\text{НОМ}} \sqrt{n(n+1) \frac{p_{\text{с}} + kq_{\text{с}}}{p_{\text{м}} + kq_{\text{м}}}} = 31\,500 \sqrt{1(1+1) \frac{86 + 0,04 \cdot 850}{200 + 0,04 \cdot 3310}} \approx \\ \approx 26\,200 \text{ кВ·А.}$$

Ответ: Экономически целесообразно переходить на параллельную работу двух трансформаторов при нагрузке подстанции $S \geq 26\,200$ кВ·А.

Задача 3

Определить потери мощности в автотрансформаторе АТДТГ-120 000/220/110/10 кВ. Автотрансформатор работает как понижающий, получает из сети 220 кВ мощность 120 МВ·А, из которых 60 МВ·А выдается в сеть 110 кВ и 60 МВ·А – в сеть 10 кВ. Коэффициент выгодности $\alpha = 0,5$.

Решение

В соответствии с каталожными значениями определяем междуобмоточные потери короткого замыкания, отнесенные к собственной мощности обмоток:

$$P_{BC} = 453 \text{ кВт}; P_{BH} = 355 \text{ кВт}; P_{CH} = 309 \text{ кВт}; P_{xx} = 157 \text{ кВт}.$$

Определяем потери активной мощности в отдельных обмотках (отнесенные к номинальной мощности автотрансформатора):

$$P_B = \frac{1}{2} \left(P_{BC} + \frac{P_{BH}}{\alpha^2} - \frac{P_{CH}}{\alpha^2} \right) = \frac{1}{2} \left(453 + \frac{355}{0,5^2} - \frac{309}{0,5^2} \right) = 314 \text{ кВт};$$

$$P_C = \frac{1}{2} \left(P_{BC} + \frac{P_{CH}}{\alpha^2} - \frac{P_{BH}}{\alpha^2} \right) = \frac{1}{2} \left(453 + \frac{309}{0,5^2} - \frac{355}{0,5^2} \right) = 134 \text{ кВт};$$

$$P_H = \frac{1}{2} \left(\frac{P_{BH}}{\alpha^2} + \frac{P_{CH}}{\alpha^2} - P_{BC} \right) = \frac{1}{2} \left(\frac{355}{0,5^2} + \frac{309}{0,5^2} - 453 \right) = 1100 \text{ кВт}.$$

Суммарные потери в меди автотрансформатора

$$P_M = P_B \frac{S_B^2}{S_{НОМ}^2} + P_C \frac{S_C^2}{S_{НОМ}^2} + P_H \frac{S_H^2}{S_{НОМ}^2} = 314 \frac{60^2}{120^2} + 134 \frac{60^2}{120^2} + 1100 \frac{60^2}{120^2} = 622 \text{ кВт}.$$

Полные потери в автотрансформаторе

$$P_{\Sigma} = P_{xx} + P_M = 157 + 622 = 779 \text{ кВт}.$$

Ответ: $P_{\Sigma} = 779 \text{ кВт}$.

Контрольные вопросы к главе 3

1. Опишите устройство трансформаторов и их конструкцию.
2. Графики нагрузок. Перечислите основные положения метода преобразования реальных суточных графиков нагрузки к эквивалентным им двухступенчатым прямоугольным графикам.
- 3 Перечислите условия включения двух трансформаторов на параллельную работу.
4. Как обеспечить экономичный режим работы трансформатора?
5. Назначение и особенности конструкции автотрансформаторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В пособии рассмотрены вопросы нагрева контактных соединений токоведущих частей при протекании переменного тока, возникновения электродинамических усилий в токоведущих частях конструкций и аппаратов, а также выбора силовых и измерительных трансформаторов, генераторов и компенсаторов. Приведены практические задания и примеры решения профессиональных задач в соответствии с требованиями ФГОС ВО.

Использованные при составлении пособия теоретические сведения и практические задачи позволяют освоить фундаментальный материал и приобрести умения и навыки, необходимые для полноценного формирования специалиста в области электроэнергетики и электротехники. Пособие позволяет развивать практические умения и навыки у студентов, повышать степень их подготовленности к самостоятельной работе в будущей трудовой деятельности.

Материал, изложенный в теоретических сведениях, позволяет в полной мере подготовить студентов к решению практических задач, представленных в конце каждой главы, а приведенные примеры их решения – облегчить процесс самостоятельной работы над типовыми задачами. Широкий перечень вариантов практических заданий охватывает всю специфику задач, которые могут возникать на реальных объектах электроэнергетической отрасли.

РЕКОМЕНДАТЕЛЬНЫЙ БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Александров, Д. С. Надежность и качество электроснабжения предприятий : учеб. пособие / Д. С. Александров, Е. Ф. Щербаков. – Ульяновск : УлГТУ, 2010. – 155 с. – ISBN 978-5-9795-0828-3.

2. Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме : ГОСТ 8024-90. – Взамен ГОСТ 8024-84; введ. 1991-01-01. – М. : Изд-во стандартов, 1990. – 18 с.

3. Вводы конденсаторные герметичные на номинальные напряжения 110 кВ и выше. Общие технические условия : ГОСТ 10693-81. – Взамен ГОСТ 10693-74; введ. 1983-01-01. – М. : Изд-во стандартов, 1989. – 22 с.

4. Волков, Н. Г. Надежность электроснабжения : учеб. пособие / Н. Г. Волков. – Томск : Том. политехн. ун-т, 2003. – 140 с.

5. Заболотнев, К. С. Распределительные устройства электрических станций и подстанций : руководство по выполнению базовых экспериментов. РУ1-Н-Р (979) / К. С. Заболотнев, П. Н. Сенигов. – Челябинск : ООО «Учебная техника», 2012. – 71 с.

6. Надежность и эффективность электроснабжения : учеб. пособие / сост. : Б. В. Папков, Д. Ю. Пашали. – Уфа : Уфим. гос. авиацион. техн. ун-т, 2005. – 380 с.

7. Ополева, Н. Г. Схемы и подстанции электроснабжения : справочник / Г. Н. Ополева. – М. : Форум-Инфра-М, 2006. – 480 с.

8. Правила устройства электроустановок (ПУЭ): утв. М-вом энергетики Рос. Федерации 08.07.2002 : введ. в действие с 01.01.2003 ; 7 изд. – М. : ВНИИЭ, 2002.

9. Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие технические условия : ГОСТ 2213-79. – Взамен ГОСТ 2213-70; введ. 1981-01-01. – М. : ИПК Изд-во стандартов, 2003. – 34 с.

10. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия : ГОСТ 839-80. – Взамен ГОСТ 839-74; введ. 1981-01-01. – М. : ИПК Изд-во стандартов, 2002. – 22 с.

11. Руцкий, А. И. Электрические станции и подстанции / А. И. Руцкий. – Минск : Наука и техника, 1967. – 546 с.

12. Руцкий, А. И. Железные шины распределительных устройств / А. И. Руцкий. – Минск : Белгосиздат. – 1947. – 91 с.

13. Силовые кабельные линии напряжением 110 – 500 кВ. Условия создания. Нормы и требования : СТО 56947007-29.060.20.071-2011. – Введен впервые 25-03-2011. – М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2011. – 126 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

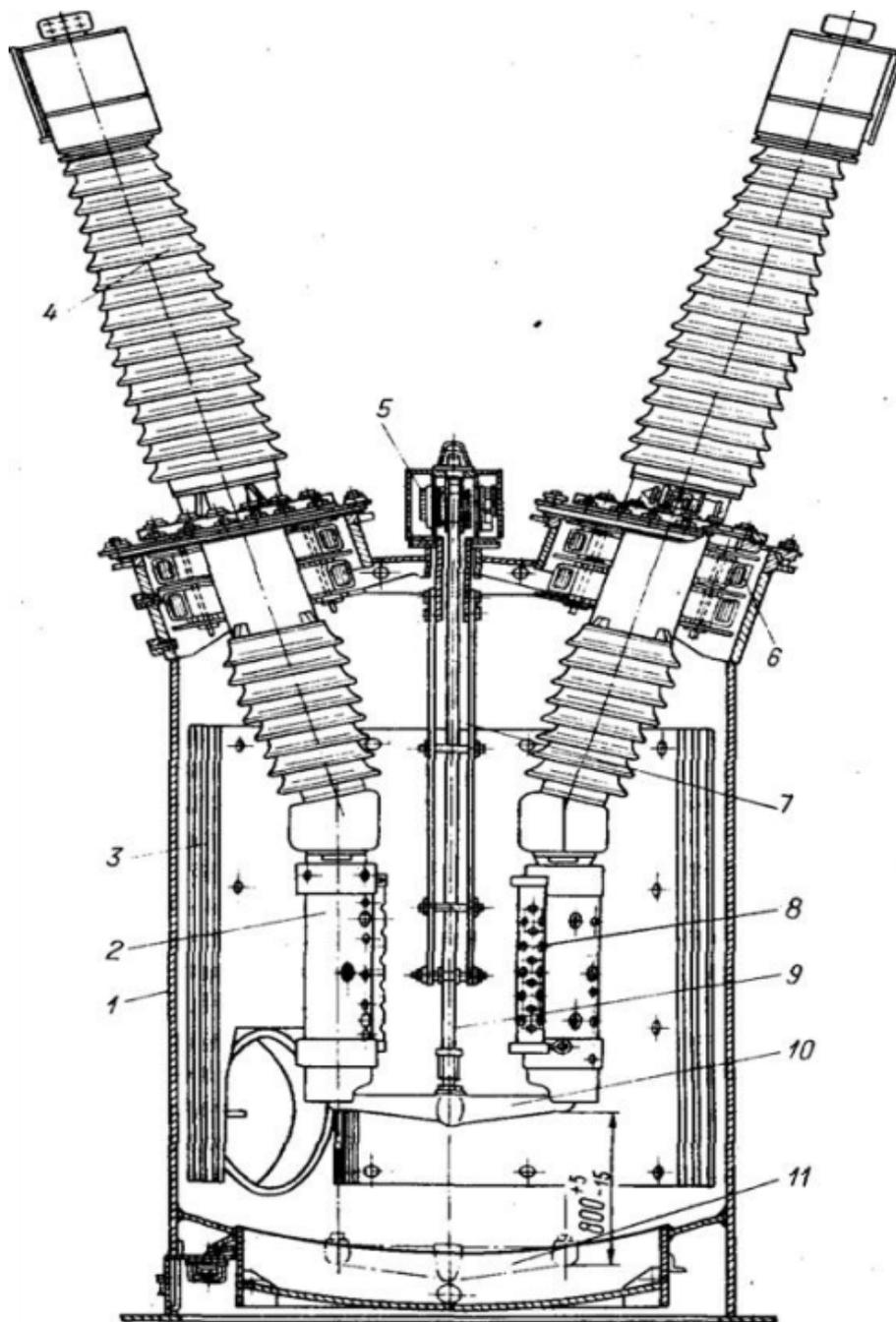
Масляные выключатели

Масляные выключатели – одни из первых коммутационных аппаратов в электроустановках высокого напряжения: они применяются с конца прошлого столетия, не потеряли своего значения и широко используются в настоящее время. Наиболее распространены выключатели на 6 – 220 кВ.

Выключатели делятся на *масляные баковые*, имеющие большой объем масла, служащего как дугогасящая среда и как изоляция, и выключатели *маломасляные* с малым объемом масла, которое является только дугогасящей средой.

На напряжения 35 – 220 кВ применяются в основном баковые выключатели. Маломасляные выключатели используются преимущественно на напряжение до 10 кВ. Маломасляные выключатели получили распространение в наружных установках на 110 и 220 кВ при условии их достаточной отключающей способности (серия ВМТ).

Достоинства масляных выключателей – относительная простота их конструкции, большая отключающая способность и независимость от атмосферных явлений. Недостаток (особенно баковых выключателей) – наличие большого количества масла, что влечет за собой большие габариты и массу как самих выключателей, так и распределительных устройств, повышенную пожаро- и взрывоопасность, необходимость специального масляного хозяйства.



Полюс масляного бакового выключателя на 220 кВ
 [<https://studfiles.net/preview/2894329/>]: 1 – бак; 2 – дугогасительная камера с неподвижными контактами и шунтирующим резистором; 3 – изоляция бака; 4 – ввод; 5 – приводной механизм; 6 – трансформатор тока; 7 – направляющее устройство; 8 – шунтирующий резистор; 9 – изоляционная тяга; 10 – траверса с подвижными контактами; 11 – положение траверсы после отключения

Выдержка из ГОСТ 14209-85

3.1. Значения K_2 для суточного двухступенчатого графика нагрузки трансформаторов при различных значениях продолжительности максимума h и коэффициента заполнения суточного графика K_1 .

$h, \text{ч}$	М и Д									ДЦ							
	K_1									K_1							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
Температура окружающей среды 0 °С																	
0,5	+	+	+	+	+	+	+	+	<u>1,79</u>	<u>1,77</u>	<u>1,75</u>	<u>1,72</u>	<u>1,69</u>	<u>1,66</u>	<u>1,61</u>	<u>1,56</u>	
1,0	+	+	+	+	+	<u>1,99</u>	<u>1,91</u>	<u>1,80</u>	<u>1,65</u>	<u>1,63</u>	<u>1,61</u>	<u>1,59</u>	<u>1,57</u>	<u>1,54</u>	<u>1,51</u>	1,46	
2,0	<u>1,86</u>	<u>1,83</u>	<u>1,80</u>	<u>1,77</u>	<u>1,74</u>	<u>1,69</u>	<u>1,64</u>	<u>1,56</u>	1,48	1,47	1,46	1,45	1,44	1,42	1,40	1,36	
4,0	<u>1,54</u>	<u>1,53</u>	<u>1,51</u>	1,50	1,48	1,46	1,43	1,38	1,34	1,34	1,33	1,33	1,32	1,31	1,30	1,28	
6,0	1,41	1,40	1,39	1,38	1,37	1,36	1,34	1,31	1,28	1,28	1,27	1,27	1,27	1,26	1,25	1,24	
8,0	1,34	1,33	1,33	1,32	1,31	1,30	1,29	1,27	1,24	1,24	1,24	1,24	1,23	1,23	1,23	1,21	
12,0	1,27	1,26	1,26	1,26	1,25	1,25	1,24	1,22	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,19	1,19	
24,0	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	
Температура окружающей среды 10 °С																	
0,5	+	+	+	+	+	+	+	<u>1,84</u>	<u>1,71</u>	1,69	<u>1,67</u>	<u>1,64</u>	<u>1,61</u>	<u>1,57</u>	<u>1,52</u>	1,44	
1,0	+	+	+	<u>2,00</u>	<u>1,94</u>	<u>1,86</u>	<u>1,76</u>	<u>1,60</u>	<u>1,57</u>	<u>1,55</u>	<u>1,54</u>	<u>1,52</u>	1,49	1,46	1,42	1,35	
2,0	<u>1,76</u>	<u>1,73</u>	<u>1,70</u>	<u>1,67</u>	<u>1,63</u>	<u>1,58</u>	<u>1,51</u>	1,40	1,41	1,40	1,39	1,38	1,36	1,34	1,31	1,26	
4,0	1,46	1,44	1,43	1,41	1,39	1,36	1,32	1,25	1,28	1,27	1,27	1,26	1,25	1,24	1,22	1,19	
6,0	1,33	1,32	1,31	1,30	1,29	1,27	1,24	1,20	1,21	1,21	1,21	1,20	1,20	1,19	1,18	1,15	
8,0	1,26	1,26	1,25	1,24	1,23	1,22	1,20	1,17	1,18	1,18	1,17	1,17	1,17	1,16	1,15	1,13	
12,0	1,19	1,19	1,18	1,18	1,17	1,16	1,15	1,13	1,14	1,14	1,14	1,13	1,13	1,13	1,12	1,11	
24,0	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	

Окончание табл.

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K ₁								K ₁							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
Температура окружающей среды 20 °С																
0,5	+	+	+	+	+	<u>1,98</u>	<u>1,81</u>	1,00	<u>1,63</u>	<u>1,60</u>	<u>1,58</u>	<u>1,55</u>	<u>1,52</u>	1,47	1,41	1,00
1,0	+	<u>1,97</u>	<u>1,92</u>	<u>1,87</u>	<u>1,80</u>	<u>1,71</u>	<u>1,57</u>	1,00	1,49	1,47	1,45	1,43	1,40	1,37	1,31	1,00
2,0	<u>1,66</u>	<u>1,63</u>	<u>1,60</u>	<u>1,56</u>	<u>1,51</u>	1,45	1,35	1,00	1,34	1,33	1,32	1,30	1,28	1,26	1,22	1,00
4,0	1,37	1,35	1,34	1,32	1,29	1,25	1,19	1,00	1,21	1,20	1,19	1,19	1,18	1,16	1,13	1,00
6,0	1,25	1,24	1,23	1,21	1,20	1,17	1,13	1,00	1,15	1,14	1,14	1,13	1,13	1,12	1,10	1,00
8,0	1,18	1,17	1,17	1,16	1,15	1,13	1,09	1,00	1,11	1,11	1,10	1,10	1,10	1,09	1,07	1,00
12,0	1,11	1,10	1,10	1,09	1,09	1,08	1,06	1,00	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,05	1,04	1,00
24,0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Значения годовой и сезонных эквивалентных температур
охлаждающего воздуха по населенным пунктам*

Населенный пункт	Эквивалентная температура, °С		
	годовая	зимняя**	летняя***
Абакан	8,7	-19,3	17,6
Алдан	4,8	-20,1	14,6
Алма-Ата	14,3	-5,9	22,2
Андижан	18,6	-0,3	26,3
Актюбинск	12,1	-14,1	20,9
Архангельск	5,8	-11,4	14,0
Астрахань	15,7	-5,3	24,1
Ачинск	7,5	-16,7	16,3
Ашхабад	21,6	3,0	29,8
Баку	17,8	4,9	24,8
Барнаул	9,4	-16,4	18,2
Батуми	16,1	7,5	21,6
Белгород	11,5	-6,7	19,3
Белорецк	6,9	-15,1	15,2
Березники	7,5	-14,3	16,0
Бийск	8,6	-16,9	17,4
Биробиджан	10,0	-19,0	18,9
Благовещенск	10,4	-19,6	19,7
Благовещенское	9,2	-16,8	17,9
Братск	7,1	-20,1	16,3
Брест	11,0	-3,4	17,9
Брянск	9,7	-7,6	17,4
Бухара	18,7	1,3	26,3
Верхоянск	2,9	-20,1	13,2
Вильнюс	9,9	-4,4	17,0
Винница	10,7	-4,9	17,8
Витебск	9,4	-6,7	16,9
Владивосток	10,0	-11,7	17,4
Владимир	8,8	-10,2	16,8
Волгоград	14,5	-7,9	23,0
Вологда	7,4	-10,8	15,5
Воркута	0,5	-19,4	9,4
Воронеж	11,0	-8,4	19,0

* Данные приведены по состоянию на 1985 г.

** Декабрь, январь, февраль.

*** Июнь, июль, август.

Продолжение табл.

Населенный пункт	Эквивалентная температура, °С		
	годовая	зимняя	летняя
Ворошиловград	13,3	-5,9	21,2
Гомель	10,4	-5,8	17,7
Горький	8,9	-10,9	17,1
Гродно	10,1	-4,1	17,1
Грозный	15,0	-2,3	22,8
Гурьев	15,5	-8,3	24,3
Джамбул	14,2	-4,6	22,1
Днепропетровск	13,6	-4,4	21,3
Донецк	12,6	-5,6	20,4
Дудинка	0,2	-15,5	9,9
Душанбе	18,2	3,0	25,7
Евпатория	14,8	0,8	22,1
Ереван	16,4	-1,9	23,9
Жданов	13,6	-4,1	21,5
Житомир	10,8	-4,6	18,0
Запорожье	13,8	-4,0	21,6
Зея	7,4	-20,1	16,7
Зыряновск	8,4	-20,1	17,6
Иваново	8,1	-10,8	16,1
Ивано-Франковск	10,9	-3,7	17,7
Игарка	2,1	-20,1	12,0
Ижевск	10,1	-13,4	17,4
Иркутск	7,1	-19,1	16,0
Йошкар-Ола	8,6	-12,5	16,9
Казань	9,4	-12,5	17,8
Калининград	9,8	-2,4	16,5
Калинин	8,1	-9,1	15,9
Калуга	8,8	-8,9	16,5
Кандалакша	4,5	-10,6	12,5
Караганда	10,1	-14,3	18,9
Кемерово	7,8	-17,7	16,7
Керчь	15,1	0,4	22,6
Кзыл-Орда	16,3	-7,7	24,7
Киев	11,2	-4,8	18,9

Продолжение табл.

Населенный пункт	Эквивалентная температура, °С		
	годовая	зимняя	летняя
Кировабад	17,1	2,5	24,4
Киров	7,9	-13,1	16,4
Кировоград	12,0	-4,6	19,4
Кировск	2,9	-11,3	10,9
Кишинев	13,4	-2,2	20,6
Кокчетав	9,6	-15,1	18,3
Комсомольск-на-Амуре	9,3	-20,1	18,3
Кострома	8,2	-10,7	14,3
Краснодар	14,9	-0,7	22,3
Красноярск	8,0	-15,9	16,7
Кременчуг	12,3	-4,5	20,5
Кривой Рог	13,3	-4,1	20,9
Куйбышев	11,1	-12,5	19,6
Курган	8,8	-16,9	17,4
Курган-Тюбе	19,9	3,7	27,3
Курск	10,6	-7,7	18,4
Кутаиси	16,8	6,2	22,8
Ленинград	8,6	-6,8	16,4
Липецк	10,9	-8,9	19,0
Луцк	10,9	-3,6	17,8
Львов	9,9	-3,9	16,5
Магадан	2,5	-19,4	11,1
Магнитогорск	8,6	-15,5	17,1
Махачкала	16,0	0,8	23,7
Минск	9,5	-5,9	16,8
Минусинск	8,8	-19,3	17,7
Мирный	4,6	-20,1	16,8
Могилев	9,7	-6,5	15,1
Мончегорск	3,8	-11,8	11,8
Москва	10,1	-8,2	18,00
Мурманск	3,4	-9,5	10,7
Нальчик	13,3	-3,5	20,9
Нарын	8,8	-14,6	16,2
Нарьян-Мар	2,0	-15,7	10,3
Нахичевань	18,1	-1,5	25,8

Продолжение табл.

Населенный пункт	Эквивалентная температура, °С		
	годовая	зимняя	летняя
Невинномысск	13,7	-3,4	21,2
Нижний Тагил	6,5	-14,7	14,8
Николаев	14,2	-2,5	21,8
Николаевск-на-Амуре	6,3	-20,0	15,1
Новгород	8,3	-7,6	16,0
Новокузнецк	8,3	-16,3	17,0
Новороссийск	15,8	3,5	22,7
Новосибирск	8,3	-17,7	17,2
Норильск	0,7	-20,1	10,5
Одесса	13,8	-1,8	21,3
Омск	8,4	-17,8	17,1
Орджоникидзе	11,8	-3,7	18,9
Орел	9,9	-8,4	17,8
Оренбург	12,0	-13,4	20,7
Оймякон	2,2	-20,1	12,4
Ош	15,9	-1,6	23,5
Павлодар	10,9	-16,7	19,8
Пенза	10,4	-11,0	18,6
Пермь	8,2	-14,3	16,7
Петрозаводск	7,1	-8,8	15,1
Петропавловск	8,8	-17,3	17,5
Петропавловск-Камчатский	5,2	-7,6	11,9
Полтава	12,0	-5,9	19,7
Пржевальск	9,2	-5,9	16,0
Псков	8,8	-6,5	16,3
Пятигорск	13,1	-3,0	20,7
Рига	8,9	-4,8	15,8
Ровно	10,7	-4,1	17,7
Ростов-на-Дону	14,0	-4,6	21,9
Рубцовск	10,1	-16,5	19,0
Рязань	9,6	-9,9	17,7
Самарканд	17,0	1,5	24,4
Саранск	10,0	-10,9	18,3
Саратов	12,5	-10,6	21,0

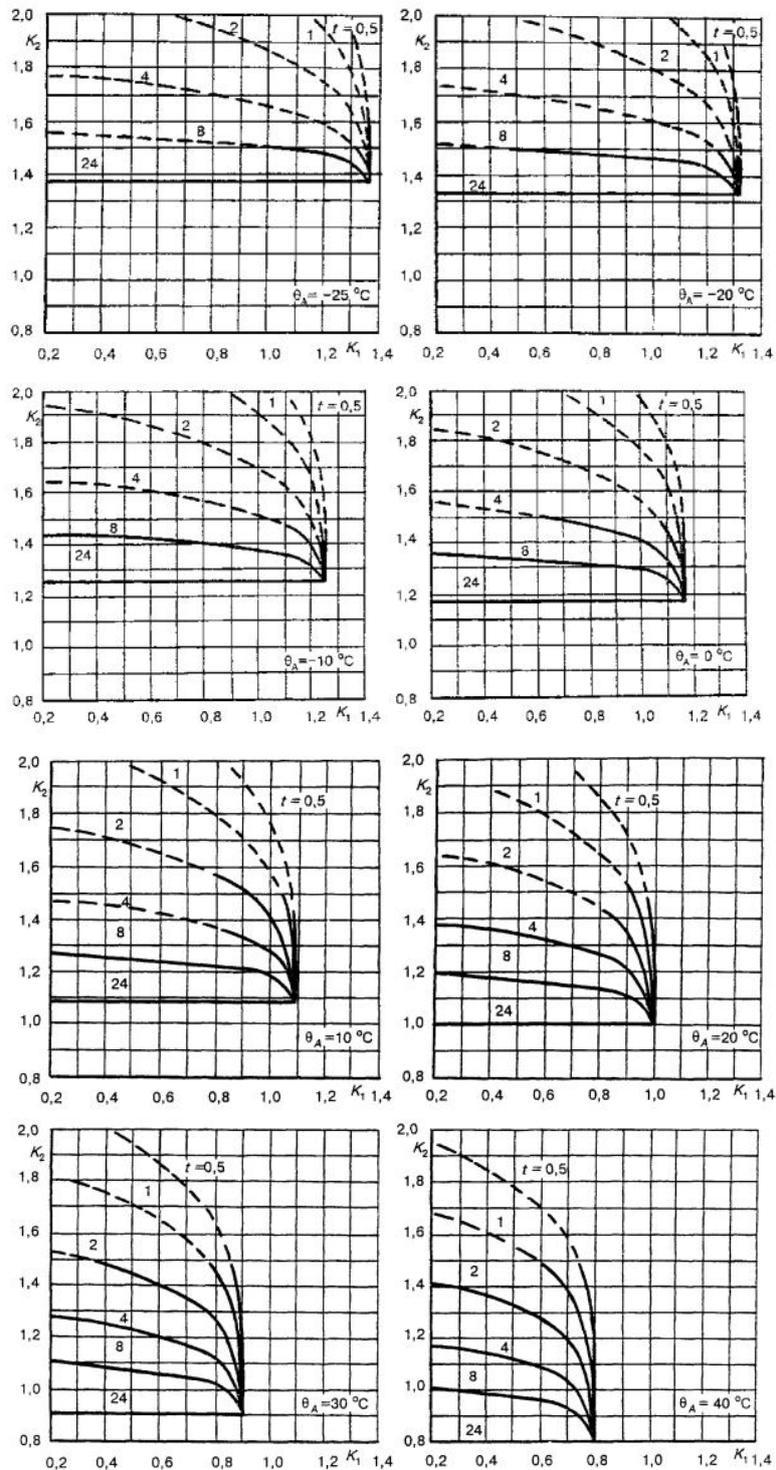
Продолжение табл.

Населенный пункт	Эквивалентная температура, °С		
	годовая	зимняя	летняя
Свердловск	7,8	-14,9	17,6
Семипалатинск	12,0	-15,0	20,9
Симферополь	13,7	0,0	20,8
Смоленск	9,0	-7,6	16,5
Советская Гавань	6,5	-15,4	14,0
Сочи	15,7	5,9	21,9
Ставрополь	13,5	-2,5	20,9
Сумгаит	17,0	4,2	23,9
Сумы	10,9	-6,9	18,5
Сургут	5,6	-19,9	14,9
Сухуми	16,1	6,5	21,9
Сыктывкар	6,5	-14,1	15,0
Таганрог	14,4	-4,1	22,4
Тайшет	7,3	-18,5	16,4
Талды-Курган	13,5	-15,1	21,7
Тамбов	10,9	-9,5	19,0
Таллин	8,2	-4,2	15,3
Ташкент	17,9	-0,9	25,7
Тбилиси	16,4	2,2	23,5
Темир	13,3	-13,4	22,3
Тернополь	10,6	-4,2	17,6
Тобольск	7,8	-17,0	16,6
Тольятти	11,4	-11,4	19,8
Томск	7,5	-17,8	16,4
Туапсе	16,0	5,2	22,4
Тула	9,4	-8,9	17,3
Тюмень	8,6	-15,3	16,2
Ужгород	12,9	-1,1	19,6
Улан-Уде	8,3	-20,1	17,6
Ульяновск	10,0	-12,4	18,4
Уральск	12,5	-12,8	21,3
Уссурйск	10,7	-17,1	19,0
Усть-Каменогорск	11,2	-15,00	19,9
Уфа	9,9	-13,1	18,3
Фергана	18,0	-0,6	25,6
Фрунзе	15,0	-3,8	22,8

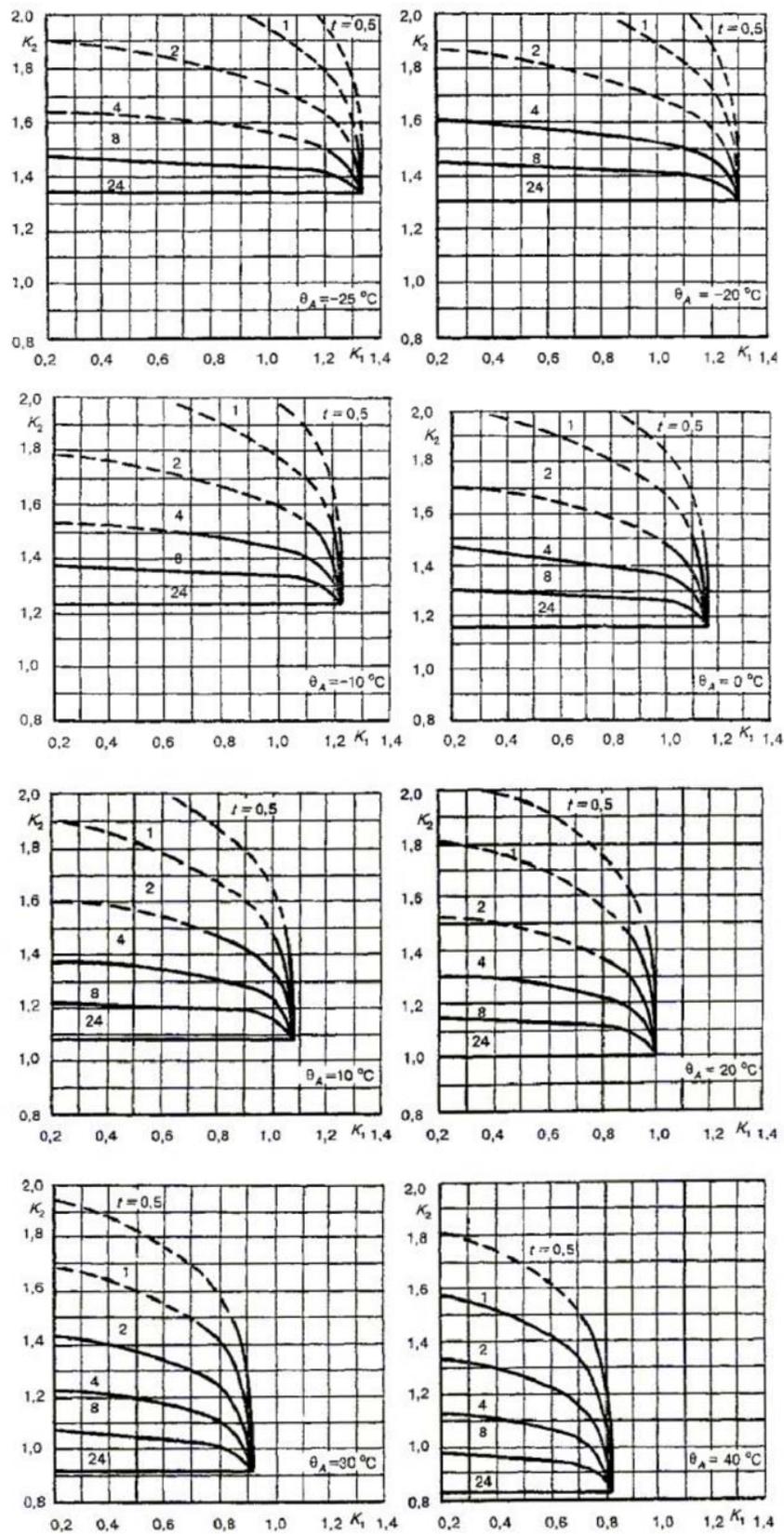
Окончание табл.

Населенный пункт	Эквивалентная температура, °С		
	годовая	зимняя	летняя
Хабаровск	10,8	-18,6	19,7
Ханты-Мансийск	6,7	-18,5	15,8
Харьков	12,1	-6,3	19,8
Херсон	14,2	-2,1	21,8
Хмельницкий	10,7	-4,4	17,8
Целиноград	9,9	-16,3	18,8
Чебоксары	9,1	-11,9	17,4
Челябинск	9,2	-14,3	17,8
Череповец	7,7	-10,2	15,8
Черкасы	11,7	-4,9	19,2
Чернигов	11,1	-5,7	18,5
Черновцы	11,6	-3,6	18,6
Чимкент	17,0	-1,2	25,1
Чита	7,5	-20,1	16,8
Элиста	14,7	-5,4	22,9
Южно-Сахалинск	7,5	-11,6	15,0
Якутск	6,4	-20,1	16,6
Ярославль	7,9	-10,6	15,8

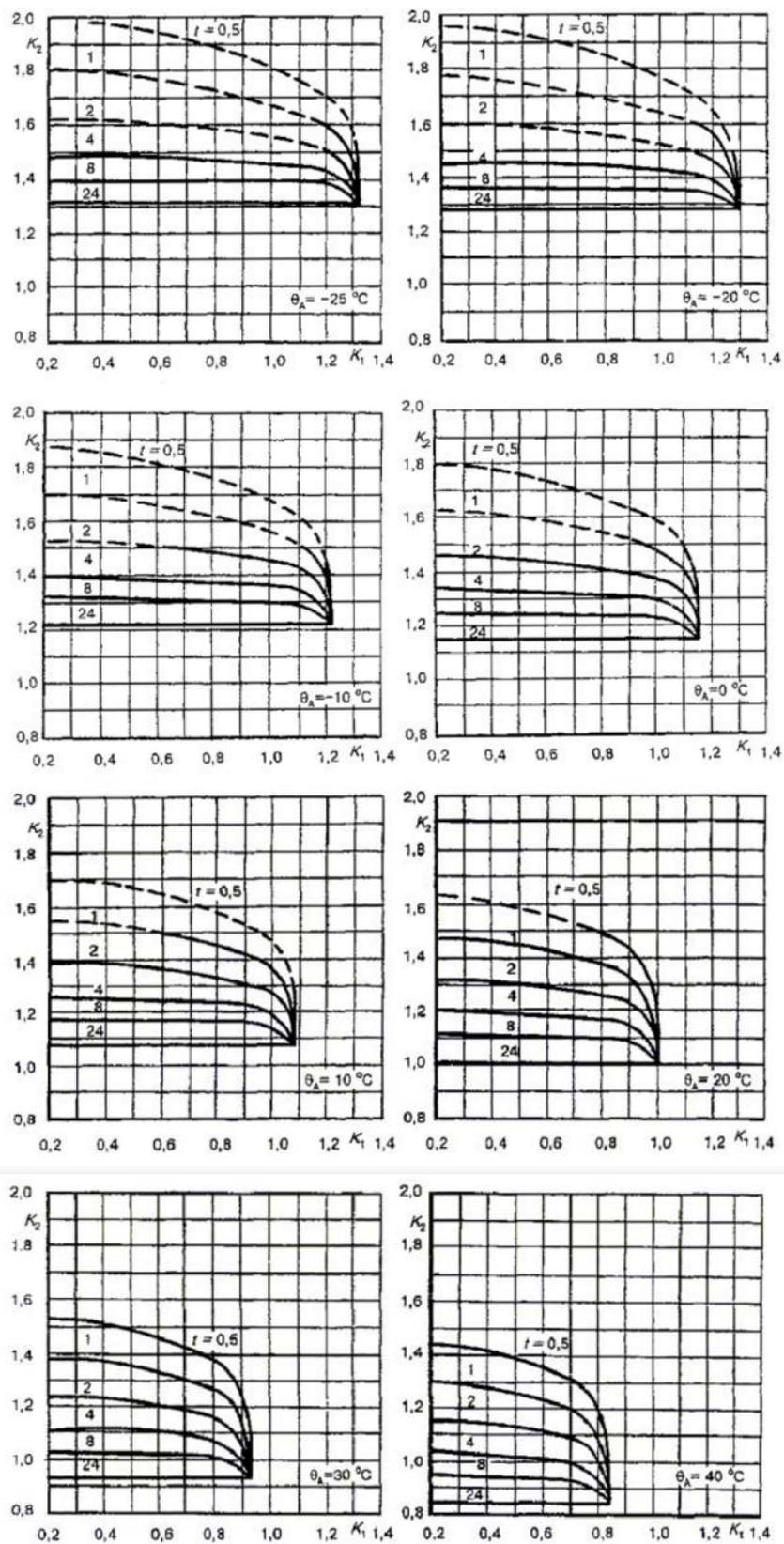
Выдержка из ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91)



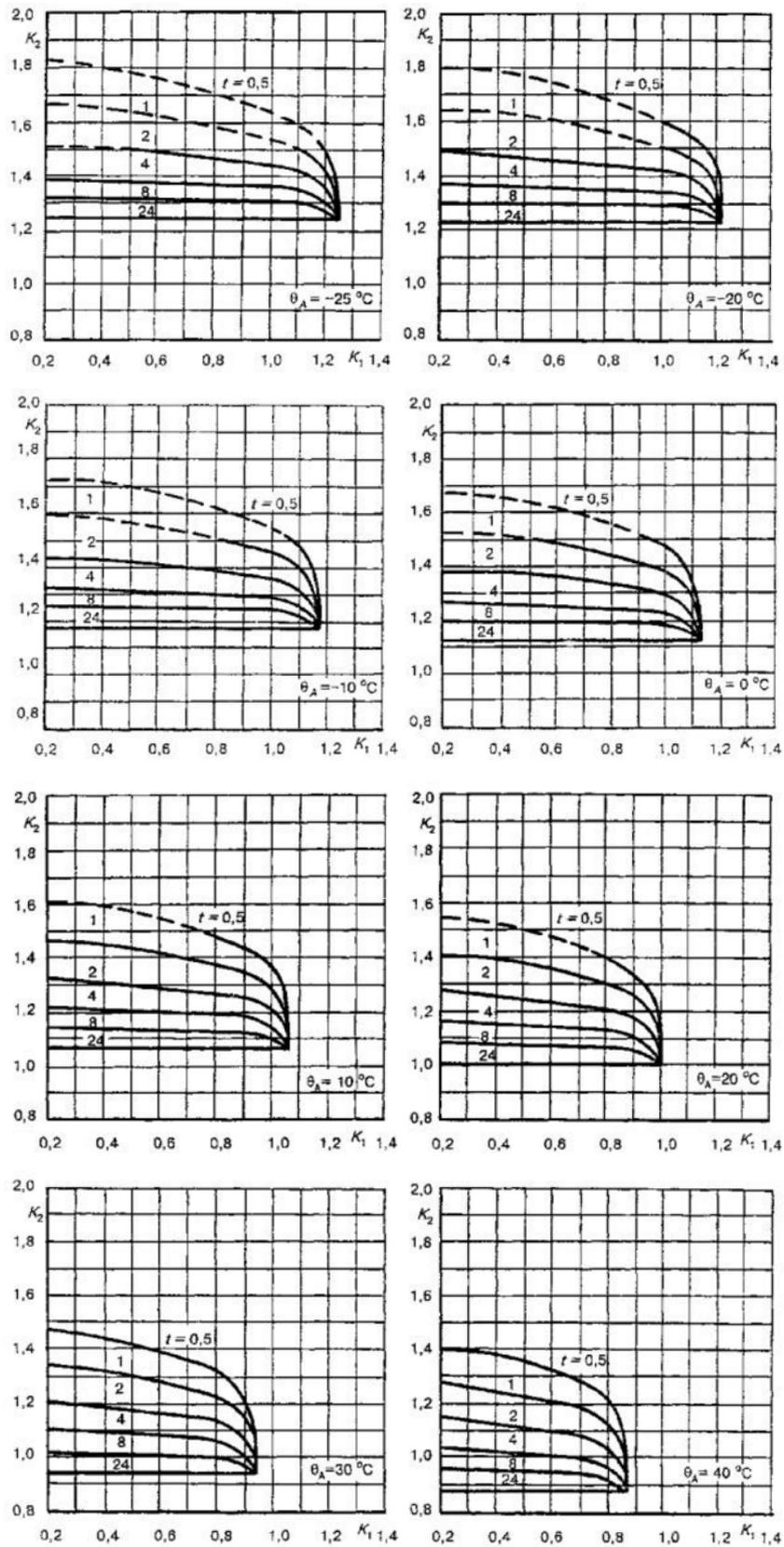
Распределительные трансформаторы с охлаждением ONAN. Допустимые режимы нагрузки с номинальным сокращением срока службы



Трансформаторы средней и большой мощности с охлаждением ОН. Допустимые режимы нагрузки с номинальным сокращением срока службы



Трансформаторы средней и большой мощности с охлаждением ОФ. Допустимые режимы нагрузки с номинальным сокращением срока службы



Трансформаторы средней и большой мощности с охлаждением ОД. Допустимые режимы нагрузки с номинальным сокращением срока службы

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
Глава 1. КОНТАКТНЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ	4
1.1. Переходное сопротивление контактов	4
1.2. Изменение контактного сопротивления при эксплуатации контактов.....	6
1.3. Неподвижные контактные соединения.....	8
1.4. Подвижные контакты	9
1.5. Допускаемые условия работы контактов	14
<i>Практические задачи</i>	17
<i>Примеры решения практических задач</i>	19
<i>Контрольные вопросы к главе 1</i>	20
Глава 2. ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКИЕ УСИЛИЯ В ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЯХ КОНСТРУКЦИЙ И АППАРАТОВ	22
Теоретические положения	22
<i>Практические задачи</i>	24
<i>Примеры решения практических задач</i>	27
<i>Контрольные вопросы к главе 2</i>	28
Глава 3. СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ	30
3.1. Устройство трансформаторов и их конструкция.....	30
3.2. Графики нагрузок. Метод преобразования реальных суточных графиков нагрузки в эквивалентные им двухступенчатые прямоугольные графики	39

3.3. Параллельная работа трансформаторов и экономичный режим их работы	43
3.4. Экономичный режим работы трансформаторов.....	47
3.5. Автотрансформаторы.....	51
<i>Практические задачи</i>	56
<i>Примеры решения практических задач</i>	64
<i>Контрольные вопросы к главе 3</i>	68
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	69
РЕКОМЕНДАТЕЛЬНЫЙ БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	70
ПРИЛОЖЕНИЯ	72

Учебное издание

БАДАЛЯН Нораир Петикович
МАСЛАКОВА Галина Владимировна
ЧАЩИН Евгений Анатольевич

ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Учебное пособие

Редактор Е. А. Платонова
Технический редактор Ш. В. Абдуллаев
Корректор Н. В. Пустовойтова
Компьютерная верстка Е. А. Кузьминой
Выпускающий редактор А.А. Амирсейидова

Подписано в печать 03.12.21.
Формат 60 × 84/16. Усл. печ. л. 5,12. Тираж 50 экз.

Заказ

Издательство

Владимирского государственного университета
имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых.
600000, Владимир, ул. Горького, 87.