

SCAN

DJVD

biblem

elektromonter

Е. А. Конюхова

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ
ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ
ПО ПОТЕРЯМ
НАПРЯЖЕНИЯ
В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ
ПРОМПРЕДПРИЯТИЙ**

**ПРИЛОЖЕНИЕ К ЖУРНАЛУ
ЭНЕРГЕТИК**

Вниманию специалистов

Вышли в свет следующие выпуски

“Библиотечки электротехника”:

Конюхова Е. А., Киреева Э. А. **Надежность электроснабжения промышленных предприятий.**

Могузов В. Ф. **Обслуживание силовых трансформаторов** (части 1 и 2).

Таубес И. Р., Удрис А. П. **Использование реле ДЗТ-21 и ДЗТ-23 для защиты трансформаторов, автотрансформаторов и блоков.**

Киреева Э. А. **Повышение надежности, экономичности и безопасности систем цехового электроснабжения.**

Овчинников В. В. **Защита электрических сетей 0,4 – 35 кВ** (части 1 и 2).

Иноземцев Е. К. **Ремонт турбогенераторов** (части 1 и 2).

Яковлев Л. В. **Пляска проводов на воздушных линиях электропередачи и способы борьбы с нею.**

Овчаренко Н. И. **Дифференциально-фазная высокочастотная защита линий электропередачи напряжением 110 – 220 кВ ДФЗ-201.**

Шабад М. А. **Автоматизация распределительных электрических сетей с использованием цифровых реле.**

Георгиади В. Х. **Поведение энергоблоков ТЭС при перерывах электроснабжения собственных нужд** (части 1 – 3).

Семенов В. А. **Основы оперативного диспетчерского управления энергосистемами.**

Подписку можно оформить в любом почтовом отделении связи по объединенному каталогу **“ПРЕССА РОССИИ”**. Том 1. Российские и зарубежные газеты и журналы.

Индексы “Библиотечки электротехника”

— приложения к журналу “Энергетик”

88983 — для предприятий и организаций;

88982 — для индивидуальных подписчиков.

Адрес редакции
журнала **“Энергетик”**:

109280, Москва, ул. Автозаводская, д. 14/23.

Телефон (095) 275-19-06

E-mail: energy@mail.magelan.ru

Библиотечка электротехника

— приложение к журналу “Энергетик”

Основана в июне 1998 г.

Выпуск 8(56)

Е. А. Конюхова

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ ПО ПОТЕРЯМ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ПРОМПРЕДПРИЯТИЙ

Москва

НТФ “Энергопрогресс”, “Энергетик”

2003

УДК 621.311.1
ББК 31.29-5
К64

Главный редактор журнала “Энергетик” А. Ф. ДЬЯКОВ

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

“Библиотечки электротехника”

В. А. Семенов (*председатель*), И. И. Батюк (*зам. председателя*),
Б. А. Алексеев, К. М. Антипов, Г. А. Безчастнов, А. Н. Жулев,
В. А. Забегалов, В. Х. Ишкин, Ф. Л. Коган, В. И. Кочкарев,
Н. В. Лисицын, Л. Г. Мамиконянц, Л. Ф. Плетнев, В. И. Пуляев,
Ю. В. Усачев, М. А. Шабад

Конохова Е. А.

К64 Определение потерь мощности по потерям напряжения в электрических сетях промпредприятий. М.: НТФ “Энергопрогресс”, 2003. — 72 с.; Ил. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу “Энергетик”; Вып. 8(56)].

Рассмотрены пределы изменения основных параметров элементов электрической сети промпредприятий, приведены методики определения потерь мощности по потерям напряжения в радиальных сетях системы электроснабжения, в магистральных электрических сетях, а также при вероятностном характере задания нагрузки.

ISSN 0013-7278 © НТФ “Энергопрогресс”, “Энергетик”, 2003

Предисловие

Потери мощности в электрических сетях являются одной из важнейших характеристик расхода электроэнергии, которые определяют эффективность работы как энергосистем, так и систем электроснабжения промышленных предприятий. Одним из резервов повышения эффективности работы систем электроснабжения промышленных предприятий является более обоснованный учет фактических значений потерь мощности в питающих (10 кВ) и распределительных (0,38 кВ) сетях, который необходим для повышения достоверности балансовых расчетов электроэнергии и для выбора мероприятий и рекомендаций по снижению потерь.

На данном этапе развития энергетики предъявляются все более высокие требования к системе определения потерь мощности, трудности в учете и контроле которых связаны с вероятностно определенной или неопределенной информацией. Все это требует постоянного совершенствования методических подходов к решению данной проблемы.

Потери активной мощности на передачу в настоящее время определяются, в основном, как разность достаточно близких величин, а именно — отпуска электроэнергии с шин источника питания и полезного отпуска электроэнергии потребителям. Это приводит к значительным ошибкам в учете потерь мощности, связанных, во-первых, с относительно большой погрешностью счетчиков, из-за чего не может быть достигнута необходимая точность результатов, и, во-вторых, с недостаточным числом счетчиков в системах электроснабжения промпредприятий. Непосредственные измерения потерь мощности также крайне затруднительны.

Наиболее удобным является измерение величин, пропорциональных потерям мощности, а именно, измерение потерь напряжения. Измерение уровней напряжения в системах электроснабжения проводится гораздо более точно и масштабно: на источнике питания, на трансформаторных подстанциях и на зажимах электроприемников.

Вопросам определения потерь мощности по потерям напряжения посвящен ряд исследований, однако в некоторых из них рассматриваются сельские электрические сети, в других обособленно исследуется соотношение потерь мощности и напряжения в сетях до 1 кВ. Между тем, необходимо рассматривать систему электроснабжения промпредприятия от источника питания до зажимов электроприемника как единый комплекс.

Применение изложенной в данной брошюре методики позволит достаточно точно в условиях эксплуатации определить потери мощности по показаниям вольтметров в узлах системы электроснабжения.

**Замечания и пожелания по данной брошюре
просим направлять по адресу:
109280, Москва, ул. Автозаводская, 14/23.
Редакция журнала “Энергетик”**

Автор

ГЛАВА ПЕРВАЯ

Параметры элементов систем электроснабжения промышленных предприятий

1.1. ПАРАМЕТРЫ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Общие положения. Целью данной работы является изучение пределов изменения основных параметров элементов электрической сети промышленных предприятий, а также характера зависимостей этих параметров от номинальной мощности понижающего цехового трансформатора $S_{\text{ном.т}}$.

Основные характеристики элементов структуры системы электроснабжения промпредприятия (СЭСПП) средней мощности следующие:

Число присоединений к секции шин источника питания (ИП)	3 – 15
Длина кабельных линий высокого напряжения 6 – 10 кВ, км	0,01 – 1
Число присоединений к одному цеховому трансформатору 6 – 10/0,4 кВ.	1 – 5
Длины шинопроводов и кабелей низкого напряжения, км	0,01 – 0,3
Число приемников электроэнергии (ПЭ) низкого напряжения, питающихся от одного трансформатора, шт.	20 – 300

В качестве объекта рассматривается типовой участок электрической сети промышленного предприятия 10/0,4 кВ, состоящий из кабельной линии 10 кВ, понижающего трансформатора 10/0,4 кВ и шинопровода 0,38 кВ.

Схема электроснабжения участка изображена на рис. 1.1, а схема замещения — на рис. 1.2.

На рис. 1.2 приняты следующие обозначения: $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение участка сети; $P_{\text{н}}$, $Q_{\text{н}}$ — расчетные значения активной и реактивной нагрузки цеховой трансформаторной подстанции

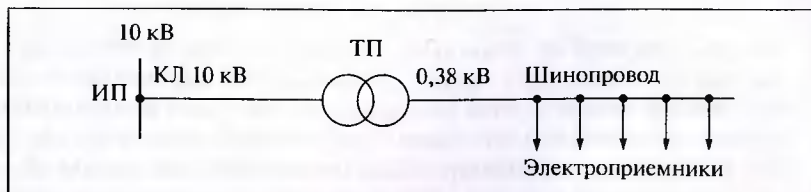


Рис. 1.1. Схема электроснабжения участка СЭСПП

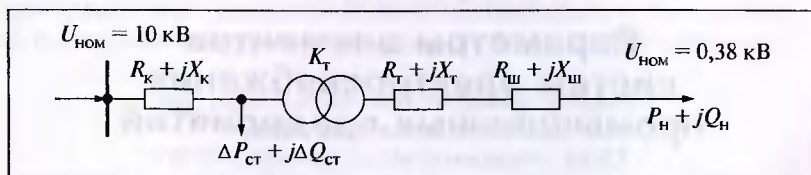


Рис. 1.2. Схема замещения участка СЭСПП

(ТП) при номинальном напряжении $U_{НОМ}$ на зажимах приемников электроэнергии; $R_к, R_т, R_ш; X_к, X_т, X_ш$ — активные и реактивные сопротивления кабеля, трансформатора и эквивалентное сопротивление шинпровода; $k_т$ — номинальный коэффициент трансформации; $\Delta P_{ст}, \Delta Q_{ст}$ — потери активной и реактивной мощности в стали трансформатора.

Параметры схемы замещения исследуемого участка электрической сети, изображенной на рис. 1.1, определяются нагрузкой $P_н + jQ_н$, по которой происходит выбор номинальной мощности понижающего трансформатора $S_{НОМ.Т}$ при заданном коэффициенте загрузки $K_з$ и соответствующий выбор сечения кабеля и марки шинпровода.

В табл. 1.1 представлены сечения кабелей 10 кВ с алюминиевыми жилами $F_{каб}$, выбранные с учетом термической стойкости токам короткого замыкания, марки шинпроводов 0,38 кВ, соответствующие трансформаторам с номинальными мощностями $S_{НОМ.Т} = 160 \div 2500$ кВ · А, а также активные $R_т$ и реактивные $X_т$ сопротивления трансформаторов, удельные активные $r_{ок}$ и реактивные $x_{ок}$ сопротивления кабелей и шинпроводов и другие параметры трансформаторов.

Зависимости параметров цеховых трансформаторов и удельных сопротивлений кабелей 10 кВ и цеховых шинпроводов 0,38 кВ от номинальной мощности трансформатора. Сопротивления трансформато-

Таблица 1.1. Характеристики элементов электрической сети промышленных предприятий (сопротивления приведены к напряжению 10 кВ)

Параметр	Номинальная мощность трансформатора $S_{\text{НОМ.Т}}$ кВ · А						
	160	250	400	630	1000	1600	2500
R_{T} , Ом	11,4	6,5	3,4	2,36	1,22	0,7	0,4
X_{T} , Ом	25,7	16,8	10,7	9,33	5,36	3,36	2,16
ΔP_{K} , кВт	2,65	3,7	5,5	8,5	12,02	18	25
$\Delta P_{\text{СТ}}$, кВт	0,73	0,945	1,2	1,56	2,45	3,3	4,6
$\Delta Q_{\text{СТ}}$, квар	3,84	5,75	8,4	12,6	14	20,8	25
$\Delta P_{\text{K}}/S_{\text{НОМ.Т}}$	0,0166	0,0148	0,0138	0,013	0,012	0,011	0,01
$\Delta P_{\text{СТ}}/S_{\text{НОМ.Т}}$	0,0046	0,0038	0,003	0,0025	0,0024	0,0021	0,0018
$\Delta Q_{\text{СТ}}/S_{\text{НОМ.Т}}$	0,024	0,023	0,021	0,02	0,014	0,013	0,01
$F_{\text{Каб}}$, мм ²	35	35	35	35	50	70	120
$r_{0\text{K}}$, Ом/км	0,92	0,92	0,92	0,92	0,64	0,46	0,26
$x_{0\text{K}}$, Ом/км	0,088	0,088	0,088	0,088	0,082	0,079	0,076
Шинопровод	ШРА 73	ШРА 73	ШРА 74	ШМА 73	ШМА 73	ШМА 68Н	ШМА 68Н
$r_{0\text{Ш}}$, Ом/км	125	81,25	53,13	37,5	19,38	16,88	8,13
$x_{0\text{Ш}}$, Ом/км	93,75	62,5	46,9	43,75	26,88	14,38	12,5

ров (рис. 1.2), приведенные к напряжению 10 кВ, определялись по следующим формулам:

$$R_{\text{T}} = \frac{\Delta P_{\text{K}} U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ.Т}}^2}, \quad (1.1)$$

где R_{T} — активное сопротивление трансформатора; ΔP_{K} — потери КЗ; $U_{\text{НОМ}}$ — номинальное напряжение; $S_{\text{НОМ.Т}}$ — номинальная мощность трансформатора;

$$Z_{\text{T}} = \frac{u_{\text{K}} U_{\text{НОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (1.2)$$

где Z_{T} — полное сопротивление трансформатора; u_{K} — напряжение короткого замыкания, %;

$$X_{\text{T}} = \sqrt{Z_{\text{T}}^2 - R_{\text{T}}^2}, \quad (1.3)$$

где X_{T} — реактивное сопротивление трансформатора.

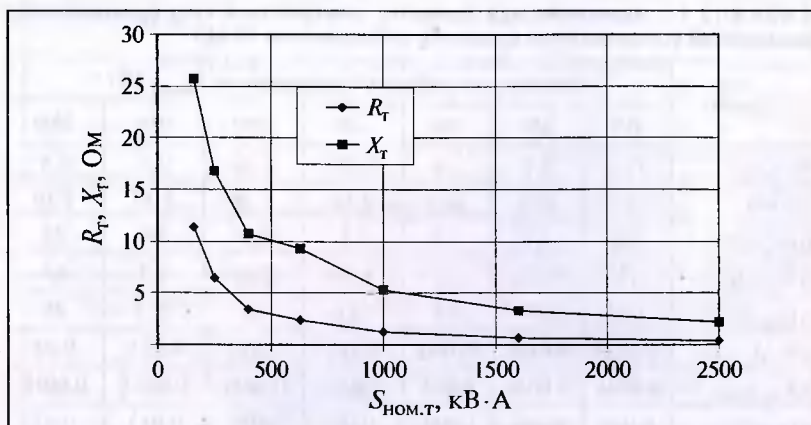


Рис. 1.3. Графики зависимостей активного и реактивного сопротивлений (приведенных к 10 кВ) трансформатора от его номинальной мощности

Таблица 1.2. Диапазоны изменений параметров элементов электрической сети системы электроснабжения при изменении $S_{НОМ.Т}$ от 160 до 2500 кВ·А и уравнения аппроксимации зависимостей этих параметров от $S_{НОМ.Т}$

Параметр	Диапазон	Точное уравнение
$r_{0к}$, Ом/км	0,92 ÷ 0,26	$304 S_{НОМ.Т}^{-0,89}$
$x_{0к}$, Ом/км	0,088 ÷ 0,076	$0,1209 S_{НОМ.Т}^{-0,06}$
$r_{0ш}$, Ом/км	125 ÷ 8,13	$16552 S_{НОМ.Т}^{-0,96}$
$x_{0ш}$, Ом/км	94 ÷ 12,5	$4112 S_{НОМ.Т}^{-0,74}$
R_T , Ом	11,4 ÷ 0,4	$5109 S_{НОМ.Т}^{-1,21}$
X_T , Ом	25,7 ÷ 2,16	$2270 S_{НОМ.Т}^{-0,88}$
$\Delta P_{к}$, кВт	2,5 ÷ 25	$0,0096 S_{НОМ.Т} + 1,78$
$\Delta P_{ст}$, кВт	0,73 ÷ 4,6	$0,0017 S_{НОМ.Т} + 0,56$
$\Delta Q_{ст}$, квар	3,84 ÷ 25	$0,0089 S_{НОМ.Т} + 4,59$
$\Delta P_{к}/S_{НОМ.Т}$	0,0166 ÷ 0,01	$0,0399 S_{НОМ.Т}^{-0,18}$
$\Delta P_{ст}/S_{НОМ.Т}$	0,0046 ÷ 0,0018	$0,0226 S_{НОМ.Т}^{-0,33}$
$\Delta Q_{ст}/S_{НОМ.Т}$	0,024 ÷ 0,01	$0,138 S_{НОМ.Т}^{-0,32}$
$u_{к}/S_{НОМ.Т}$	0,00028 ÷ 0,000022	$0,027 S_{НОМ.Т}^{-0,91}$

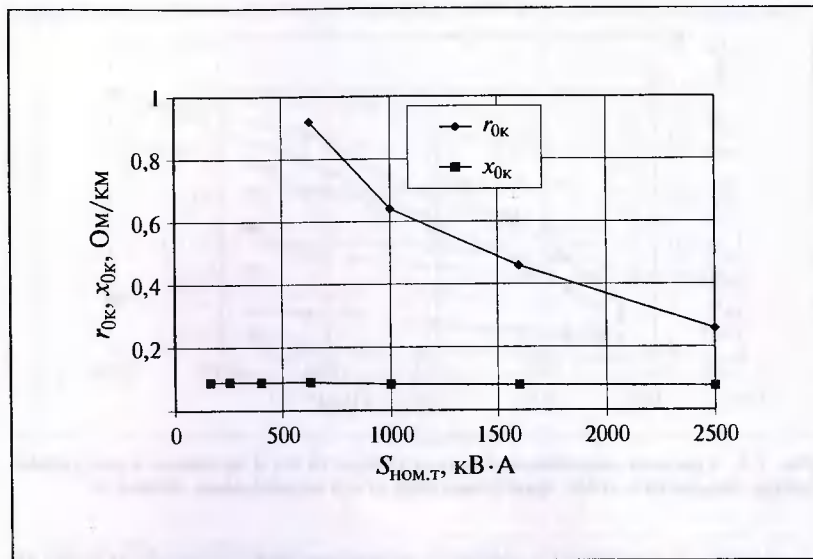


Рис. 1.4. Графики зависимостей удельных активного и реактивного сопротивлений кабелей 10 кВ от номинальной мощности трансформатора

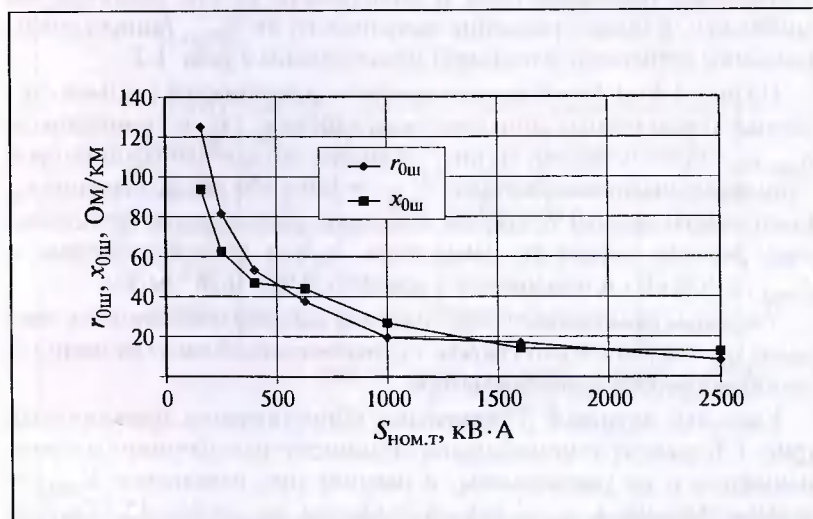


Рис. 1.5. Графики зависимостей удельных активного и реактивного сопротивлений шниопровода от номинальной мощности трансформатора

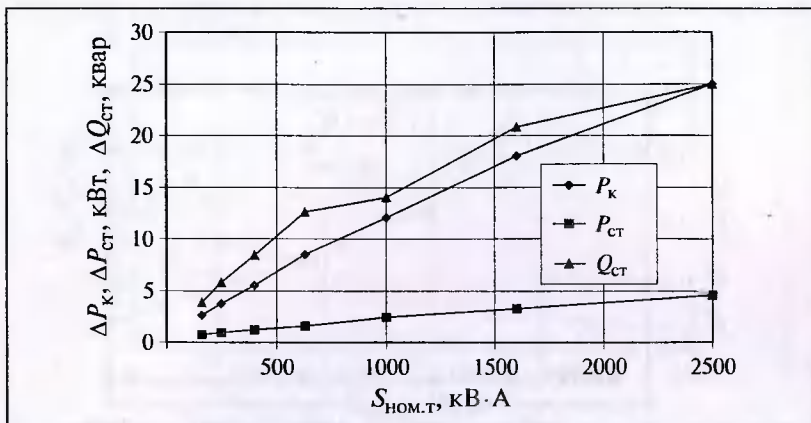


Рис. 1.6. Графики зависимостей потерь мощности КЗ и активных и реактивных потерь мощности в стали трансформатора от его номинальной мощности

На рис. 1.3 показаны графики зависимостей удельных активного и реактивного сопротивлений трансформатора от его номинальной мощности $S_{НОМ.Т}$. Характер данных зависимостей дает возможность аппроксимировать их степенной функцией. Диапазон изменения параметров трансформатора в зависимости от его номинальной мощности, а также уравнение зависимости от $S_{НОМ.Т}$ (аппроксимированное степенной функцией) представлены в табл. 1.2.

На рис. 1.4 и 1.5 изображены графики зависимостей удельных активных и реактивных сопротивлений кабеля $r_{0к}$, $x_{0к}$ и шинпровода $r_{0ш}$, $x_{0ш}$ соответственно. Из рис. 1.4 видно, что для трансформаторов с номинальными мощностями $S_{НОМ.Т} = 160 \div 630$ кВ·А значение $r_{0к}$ постоянно и равно 0,92 Ом/км, поскольку определяется требованиями режима короткого замыкания, а для трансформаторов с $S_{НОМ.Т} > 630$ кВ·А изменяется в пределах 0,92 ÷ 0,26 Ом/км.

Удельные реактивные сопротивления кабелей изменяются в пределах $x_{0к} = 0,088 \div 0,076$ Ом/км, т.е. очень слабо зависят от номинальной мощности трансформатора.

Удельные активное и реактивное сопротивления шинпровода (рис. 1.5) зависят от номинальной мощности трансформатора и уменьшаются с ее увеличением, а именно при изменении $S_{НОМ.Т} = 160 \div 2500$ кВ·А $r_{0ш} = 125 \div 8,13$ Ом/км, $x_{0ш} = 94 \div 12,5$ Ом/км. Точные уравнения аппроксимации степенной функцией также приведены в табл. 1.2.

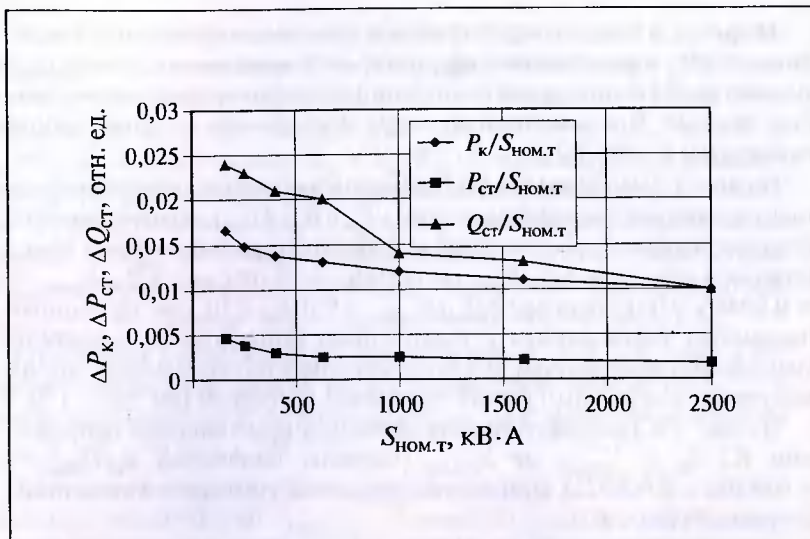


Рис. 1.7. Графики зависимостей потерь мощности КЗ и активных и реактивных потерь мощности в стали трансформатора, отн. ед., от его номинальной мощности

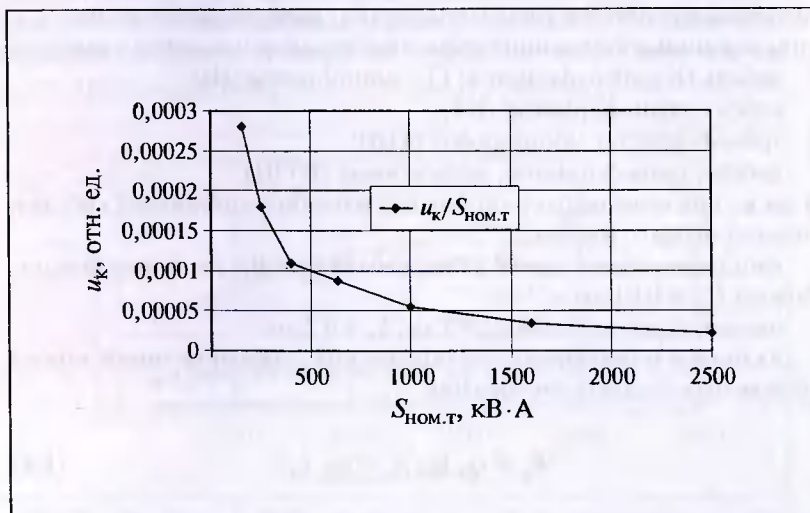


Рис. 1.8. График зависимости напряжения КЗ, отн. ед., от номинальной мощности трансформатора

На рис. 1.6 представлены графики зависимостей потерь КЗ и активных $\Delta P_{\text{ст}}$ и реактивных $\Delta Q_{\text{ст}}$ потерь ХХ в зависимости от $S_{\text{ном.т}}$. Анализ рис. 1.6 показывает, что данные графики представляют собой прямые. Пределы их изменения и уравнения аппроксимации приведены в табл. 1.2.

На рис. 1.7 изображены графики зависимостей вышеперечисленных параметров трансформаторов ($\Delta P_{\text{к}}, \Delta P_{\text{ст}}, \Delta Q_{\text{ст}}$), по отношению к соответствующей номинальной мощности трансформатора и изменяются в пределах $\Delta P_{\text{к}}/S_{\text{ном.т}} = 0,0166 \div 0,01$ отн. ед.; $\Delta P_{\text{ст}}/S_{\text{ном.т}} = 0,0046 \div 0,0018$ отн. ед.; $\Delta Q_{\text{ст}}/S_{\text{ном.т}} = 0,024 \div 0,01$ отн. ед. Данные параметры уменьшаются с увеличением номинальной мощности трансформатора, причем вид этих зависимостей показывает, что их допустимо аппроксимировать степенной функцией (см. табл. 1.2).

На рис. 1.8 изображен график зависимости отношения напряжения КЗ $u_{\text{к}}$ к $S_{\text{ном.т}}$ от $S_{\text{ном.т}}$ (пределы изменения $u_{\text{к}}/S_{\text{ном.т}} = 0,00028 \div 0,000022$), аппроксимированный убывающей степенной функцией (табл. 1.2).

1.2. АНАЛИЗ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ПРИ РАЗЛИЧНОМ СОЧЕТАНИИ ЭЛЕМЕНТОВ

Представляется необходимым проанализировать диапазоны изменения параметров схемы замещения, изображенной на рис. 1.2, при различных сочетаниях элементов схемы замещения, а именно:

кабель (К); трансформатор (Т); шинопровод (Ш);

кабель, трансформатор (КТ);

трансформатор, шинопровод (ТШ);

кабель, трансформатор, шинопровод (КТШ),

а также при возможных наименьших и наибольших длинах кабеля и шинопровода, а именно:

минимальные значения: длина кабеля $L_{\text{к}} = 0,1$ км, длина шинопровода $L_{\text{ш}} = 0,01$ км;

максимальные значения: $L_{\text{к}} = 1$ км, $L_{\text{ш}} = 0,2$ км.

Активное и реактивное сопротивления кабельной линии можно определить следующим образом:

$$R_{\text{к}} = r_{0\text{к}}L_{\text{к}}; X_{\text{к}} = x_{0\text{к}}L_{\text{к}}, \quad (1.4)$$

где $r_{0\text{к}}, x_{0\text{к}}$ — удельные активное и реактивное сопротивления кабеля, Ом/км; $L_{\text{к}}$ — длина кабеля, км.

Анализ диапазона изменения отношений реактивных и активных сопротивлений схемы замещения при различном сочетании элементов. На рис. 1.9 изображены графики зависимостей отношений реактивных и активных сопротивлений трансформатора $\epsilon_T = X_T/R_T$, кабеля $\epsilon_K = X_K/R_K$ и шинпровода $\epsilon_{Ш} = X_{Ш}/R_{Ш}$ от номинальной мощности трансформатора. Анализ этих зависимостей показывает, что отношения сопротивлений кабеля ϵ_K , как и сами сопротивления, слабо зависят от $S_{НОМ.Т}$, т.е. лишь немного увеличиваются с увеличением $S_{НОМ.Т}$. В частности, для кабелей, питающих трансформаторы $S_{НОМ.Т} = 160 \div 2500$ кВ · А $\epsilon_K = X_K/R_K = 0,097 \div 0,264$ (табл. 1.3).

Отношение сопротивлений шинпровода $\epsilon_{Ш} = X_{Ш}/R_{Ш}$ чуть в большей степени, чем кабеля, но все равно слабо зависит от $S_{НОМ.Т}$ и также увеличивается с увеличением $S_{НОМ.Т}$ и изменяется в пределах $\epsilon_{Ш} = X_{Ш}/R_{Ш} = 0,76 \div 1,398$.

Отношение сопротивлений трансформатора $\epsilon_T = X_T/R_T$ является наиболее зависимым от $S_{НОМ.Т}$ по сравнению с другими элементами схемы замещения и увеличивается с 1,35 для $S_{НОМ.Т} = 160$ кВ · А до 5,82 для трансформатора $S_{НОМ.Т} = 2500$ кВ · А.

На рис. 1.10 представлены графики зависимостей отношений сопротивлений при различном сочетании элементов схемы замещения (КТ, ТШ, КТШ) при возможных наибольших и наименьших длинах кабеля и шинпровода. Из рис. 1.10 видно, что ниже всех располагается кривая суммарного отношения сопротивлений для кабеля, трансформатора, шинпровода (КТШ) $\epsilon_{КТШ}$ при наиболь-

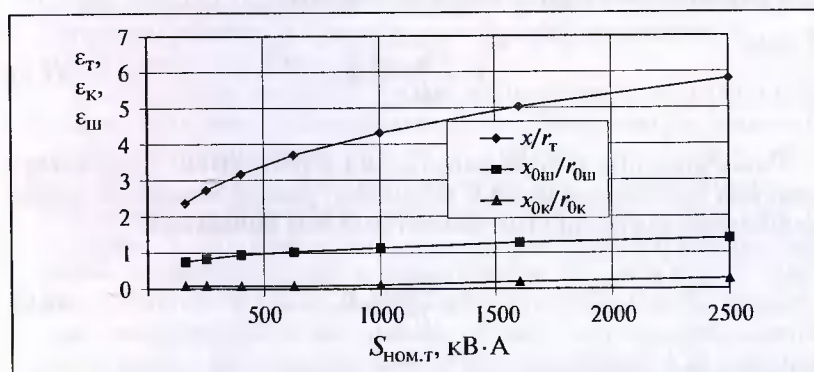


Рис. 1.9. Графики зависимости отношений активных и реактивных сопротивлений трансформаторов $\epsilon_T = X_T/R_T$, кабелей $\epsilon_K = X_K/R_K$ и шинпроводов $\epsilon_{Ш} = X_{Ш}/R_{Ш}$ от номинальной мощности трансформатора

Таблица 1.3. Уравнения аппроксимации зависимостей $\epsilon_j = X_j/R_j = f(S_{\text{НОМ.Т}})$ элементов схемы замещения и их сочетаний

Элемент электрической сети	Уравнения аппроксимации при $L_{\text{К}} = 0,1 \text{ км}$; $L_{\text{Ш}} = 0,01 \text{ км}$	Уравнения аппроксимации при $L_{\text{К}} = 1 \text{ км}$; $L_{\text{Ш}} = 0,2 \text{ км}$
Т	$0,44 S_{\text{НОМ.Т}}^{0,33}$	$0,44 S_{\text{НОМ.Т}}^{0,33}$
К	$0,012 S_{\text{НОМ.Т}}^{0,36}$	$0,012 S_{\text{НОМ.Т}}^{0,36}$
Ш	$0,25 S_{\text{НОМ.Т}}^{0,22}$	$0,25 S_{\text{НОМ.Т}}^{0,22}$
КТ	$0,5 S_{\text{НОМ.Т}}^{0,31}$	$0,97 S_{\text{НОМ.Т}}^{0,16}$
ТШ	$0,5 S_{\text{НОМ.Т}}^{0,31}$	$0,52 S_{\text{НОМ.Т}}^{0,23}$
КТШ	$0,51 S_{\text{НОМ.Т}}^{0,3}$	$0,71 S_{\text{НОМ.Т}}^{0,16}$

ших длинах ($L_{\text{К}} = 1 \text{ км}$; $L_{\text{Ш}} = 0,5 \text{ км}$). Данный параметр изменяется в пределах $\epsilon_{\text{КТШ}} = 1,65 \div 2,5$ для трансформаторов мощностью $S_{\text{НОМ.Т}} = 160 \div 2500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

Значения зависимости $\epsilon_{\text{КТШ}} = f(S_{\text{НОМ.Т}})$ при наименьшей длине кабеля и шинпровода находятся в пределах $\epsilon_{\text{КТШ}} = 2,31 \div 5,56$.

Уравнения аппроксимации данных зависимостей приведены в табл. 1.3.

Относительные потери напряжения в активном и реактивном сопротивлениях схемы замещения при различном сочетании элементов. Относительные потери напряжения в активном сопротивлении при протекании полной мощности, равной мощности трансформатора, для различных элементов схемы замещения

$$V = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{U_{\text{НОМ}}^2} R. \quad (1.5)$$

Относительные потери напряжения в реактивном сопротивлении при протекании полной мощности, равной мощности трансформатора, для различных элементов схемы замещения

$$W = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{U_{\text{НОМ}}^2} X. \quad (1.6)$$

На рис. 1.11 изображены графики зависимостей относительных потерь напряжения в активном сопротивлении кабеля, трансформатора и шинпровода при различной длине кабеля и шинпровода.

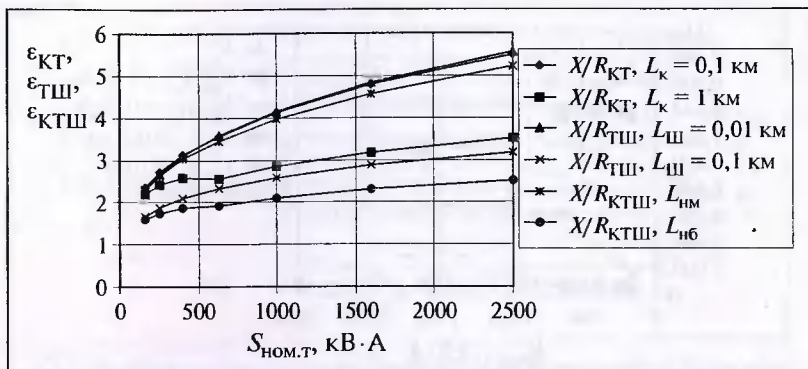


Рис. 1.10. Графики зависимостей отношений суммарных активных и реактивных сопротивлений при различных длинах кабелей и шинопроводов

Из этих зависимостей следует, что относительные потери напряжения в активном сопротивлении трансформатора V_T уменьшается с увеличением $S_{НОМ.Т}$, что дает возможность аппроксимировать ее убывающей степенной функцией (табл. 1.4).

Относительные потери напряжения в кабеле V_K и шинопроводе $V_{Ш}$ в отличие от V_T , увеличиваются с увеличением $S_{НОМ.Т}$. Причем для трансформаторов мощностью $S_{НОМ.Т} = 160 \div 630$ кВ·А потери V_K сильно зависят от $S_{НОМ.Т}$ и изменяются в пределах $V_K = 0,0015 \div 0,0062$, для трансформаторов $S_{НОМ.Т} = 630 \div 2500$ кВ·А $V_K = 0,0062 \div 0,0072$ при длине кабеля 1 км. Для кабеля длиной 0,1 км пределы изменения приведены в табл. 1.4. Относительные потери напряжения в шинопроводе $V_{Ш}$ слабо зависят от $S_{НОМ.Т}$, что видно из рис. 1.11 и табл. 1.4.

Исследования показали, что при длине кабеля 0,1 км влияние сопротивления кабеля намного меньше по сравнению с влиянием сопротивления трансформатора, т.е. $V_{КТ}$ сильно уменьшается с увеличением $S_{НОМ.Т}$. С увеличением длины кабеля зависимость от $S_{НОМ.Т}$ уменьшается и практически отсутствует при длине кабеля 1 км.

На рис. 1.12 показаны зависимости относительных потерь напряжения в трансформаторе и шинопроводе $V_{ТШ} = f(S_{НОМ.Т})$. Анализ рис. 1.12 и табл. 1.4 показывает, что с увеличением длины шинопровода увеличивается вклад его сопротивления в суммарное сопротивление цепи с трансформатором и шинопроводом. Как следствие, увеличиваются относительные потери напряжения, однако зависимость от $S_{НОМ.Т}$ уменьшается с увеличением длины шинопровода. Из табл. 1.4 следует, что увеличение длины кабеля и шинопровода уве-

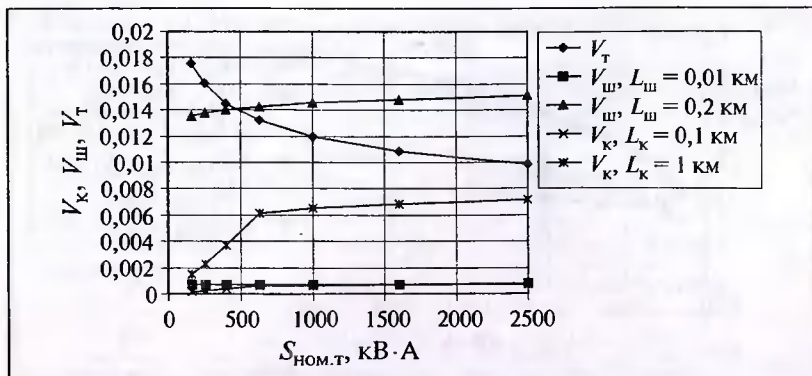


Рис. 1.11. Графики зависимостей относительных потерь напряжения в активном сопротивлении кабеля $V_{\text{к}}$, трансформатора $V_{\text{т}}$ и шинпровода $V_{\text{ш}}$ при различной длине кабеля и шинпровода

личивает потери напряжения и одновременно уменьшает зависимость $V_{\text{КТШ}}$ от номинальной мощности трансформатора.

На рис. 1.13 и 1.14 представлены графики зависимостей относительных потерь напряжения в реактивных сопротивлениях элементов схемы замещения: $W_{\text{к}}$ — в кабеле, $W_{\text{ш}}$ — в шинпроводе от номинальной мощности трансформатора $S_{\text{НОМ.Т}}$ при различных длинах кабеля и шинпровода. Уравнения аппроксимации данных кривых приведены в табл. 1.5.

Таблица 1.4. Уравнения аппроксимации зависимостей относительных потерь напряжения $V=f(S_{\text{НОМ.Т}})$ в активных сопротивлениях элементов схемы замещения и их сочетаний

Элемент или сочетание элементов	Наименьшие длины $L_{\text{к}} = 0,1$ км; $L_{\text{ш}} = 0,01$ км	Наибольшие длины $L_{\text{к}} = 1$ км; $L_{\text{ш}} = 0,2$ км
Т	$0,051S_{\text{НОМ.Т}}^{-0,21}$	$0,051S_{\text{НОМ.Т}}^{-0,21}$
К	$S_{\text{НОМ.Т}}^{0,02}$	$S_{\text{НОМ.Т}}^{-0}$
Ш	$0,00055S_{\text{НОМ.Т}}^{0,04}$	$0,011S_{\text{НОМ.Т}}^{0,04}$
КТ	$0,0456S_{\text{НОМ.Т}}^{-0,19}$	$0,0222S_{\text{НОМ.Т}}^{-0,03}$
ТШ	$0,0496S_{\text{НОМ.Т}}^{-0,2}$	$0,0479S_{\text{НОМ.Т}}^{-0,07}$
КТШ	$0,0511S_{\text{НОМ.Т}}^{-0,2}$	$0,0328S_{\text{НОМ.Т}}^{-0,01}$

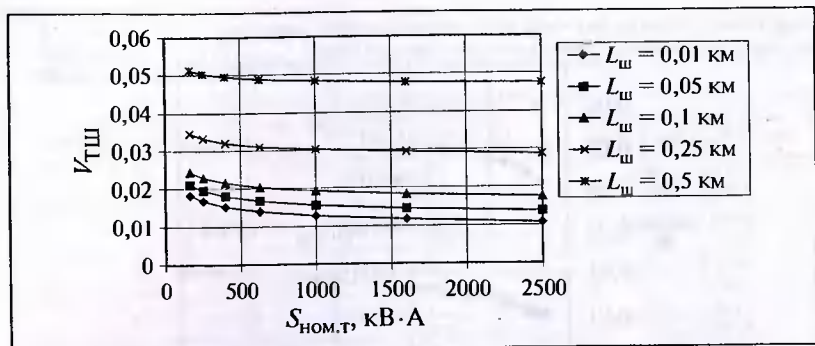


Рис. 1.12. Графики зависимостей относительных потерь напряжения $V_{ТШ}$ в суммарном активном сопротивлении трансформатора и шинпровода при различной длине шинпровода от номинальной мощности трансформатора

Из рис. 1.13 и 1.14 и табл. 1.5 видно, что относительные потери напряжения во всех реактивных сопротивлениях схемы замещения увеличиваются с увеличением $S_{НОМ.Т}$ и могут быть аппроксимированы соответственно возрастающей степенной функцией. Однако для трансформатора и шинпровода эта зависимость менее ярко выражена по сравнению с кабелем, о чем говорит показатель степени при $S_{НОМ.Т}$ для этих элементов.

Исследования зависимостей относительных потерь напряжения в реактивном сопротивлении кабеля и трансформатора $W_{КТ}$ от $S_{НОМ.Т}$ при различной длине кабеля показали, что, во-первых, $W_{КТ}$ увеличивается с увеличением $S_{НОМ.Т}$, во-вторых, сопротивление кабеля вне зависимости от его длины не оказывает никакого влияния на исследуемое значение $W_{КТ}$.

Анализ зависимостей относительных потерь напряжения в реактивном сопротивлении трансформатора и шинпровода $W_{ТШ}$ от $S_{НОМ.Т}$ при различной длине шинпровода показал, что при увеличении длины шинпровода относительные потери напряжения $W_{ТШ}$ увеличиваются. При небольшой длине шинпровода его сопротивление практически не влияет на суммарное сопротивление шинпровода и трансформатора для определения относительных потерь напряжения, о чем говорит уравнение аппроксимации (см. табл. 1.5). Значения $W_{ТШ}$ при увеличении номинальной мощности трансформатора увеличиваются с увеличением длины шинпровода, что видно из пределов изменения $W_{ТШ}$ и показателей степеней уравнений аппроксимации при $S_{НОМ.Т}$ (см. табл. 1.5).

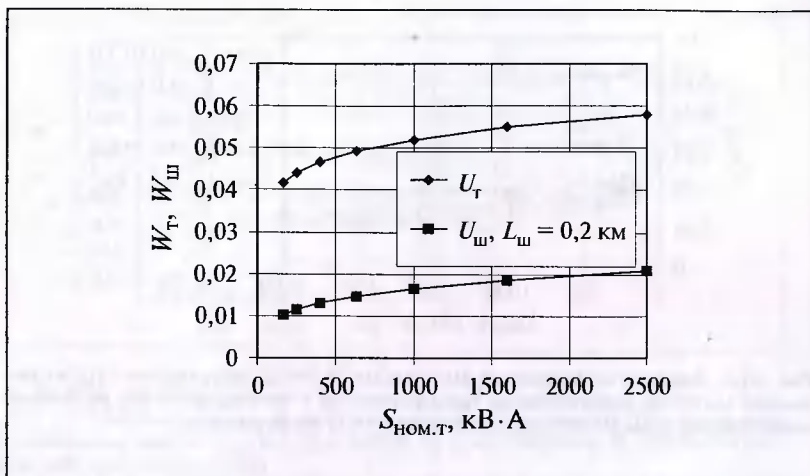


Рис. 1.13. Графики зависимостей относительных потерь напряжения в реактивном сопротивлении трансформатора W_T и шинпровода $W_{ш}$ от номинальной мощности трансформатора

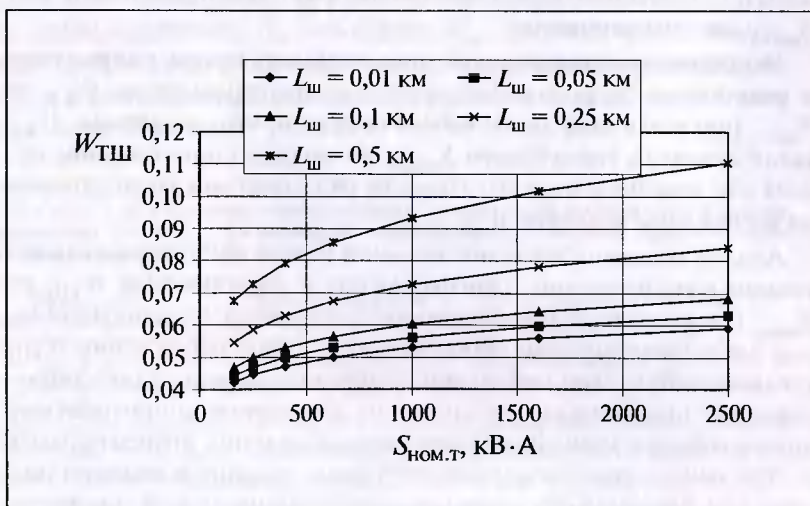


Рис. 1.14. Графики зависимостей суммарных относительных потерь напряжения $W_{ТШ}$ от номинальной мощности трансформатора при различной длине шинпровода

Таблица 1.5. Уравнения аппроксимации зависимостей относительных потерь напряжения $W = f(S_{\text{ном.Т}})$ в реактивных сопротивлениях элементов схемы замещения и их сочетаний

Элемент или сочетание элементов	Наименьшие длины $L_{\text{к}} = 0,1 \text{ км}; L_{\text{ш}} = 0,01 \text{ км}$	Наибольшие длины $L_{\text{к}} = 1 \text{ км}; L_{\text{ш}} = 0,2 \text{ км}$
Т	$0,0227 S_{\text{ном.Т}}^{0,12}$	$0,0227 S_{\text{ном.Т}}^{0,12}$
К	$0,0000001 S_{\text{ном.Т}}^{0,94}$	$0,000001 S_{\text{ном.Т}}^{0,94}$
Ш	$0,0001 S_{\text{ном.Т}}^{0,26}$	$0,0027 S_{\text{ном.Т}}^{0,26}$
КТ	$0,0227 S_{\text{ном.Т}}^{0,12}$	$0,0227 S_{\text{ном.Т}}^{0,12}$
ТШ	$0,0228 S_{\text{ном.Т}}^{0,12}$	$0,0249 S_{\text{ном.Т}}^{0,15}$
КТШ	$0,0216 S_{\text{ном.Т}}^{0,13}$	$0,0244 S_{\text{ном.Т}}^{0,16}$

Исследования относительных потерь напряжения в суммарном реактивном сопротивлении схемы замещения $W_{\text{КТШ}}$ при различной длине кабеля и шинпровода подтверждают сделанные выше выводы о том, что сопротивление кабеля 10 кВ (при реальной его длине) не оказывает никакого влияния на $W_{\text{КТШ}}$, а влияние шинпровода зависит от его длины. Пределы изменения относительной потери напряжения в суммарном реактивном сопротивлении схемы замещения $W_{\text{КТШ}}$, а также уравнения аппроксимации данных зависимостей приведены в табл. 1.5.

ВЫВОДЫ

1. Исследование параметров схемы замещения реальной сети системы электроснабжения промпредприятий показало, что любой из параметров схемы замещения, а именно сопротивления трансформаторов $R_{\text{Т}}, X_{\text{Т}}$, кабелей высокого напряжения $R_{\text{к}}, X_{\text{к}}$ и шинпроводов $R_{\text{ш}}, X_{\text{ш}}$ в зависимости от номинальной мощности трансформатора $S_{\text{ном.Т}}$ допустимо аппроксимировать убывающей степенной функцией.

2. Анализ параметров схемы замещения при различном сочетании ее элементов, а также при возможных наименьших и наибольших длинах кабеля высокого напряжения и шинпровода дает возможность сделать вывод о том, что влияния сопротивлений кабеля (активного и реактивного) на суммарное сопротивление схемы замещения ничтожно мало при любой длине кабеля по сравнению с сопротивлением трансформатора. Влияние же сопротивления шинпровода неоднозначно и зависит от длины шинпровода, а имен-

но, при длине шинпровода $L_{\text{ш}} \leq 0,05$ км его сопротивление намного меньше сопротивления трансформатора, однако при длине $L_{\text{ш}} \geq 0,2$ км сопротивление шинпровода становится соизмеримым с сопротивлением трансформатора и соответственно оказывает большое влияние на суммарное сопротивление схемы замещения электрической сети.

3. Из анализа отношений реактивных и активных сопротивлений схемы замещения в зависимости от номинальной мощности трансформатора $S_{\text{ном.т}}$ следует, что $\varepsilon_{\text{т}} = X_{\text{т}}/R_{\text{т}}$, $\varepsilon_{\text{к}} = X_{\text{к}}/R_{\text{к}}$, $\varepsilon_{\text{ш}} = X_{\text{ш}}/R_{\text{ш}}$ увеличиваются с увеличением $S_{\text{ном.т}}$ и поэтому могут быть аппроксимированы возрастающей степенной функцией.

4. Относительные потери напряжения в активном сопротивлении трансформатора $V_{\text{т}}$ уменьшаются с увеличением $S_{\text{ном.т}}$, а кабеля $V_{\text{к}}$ и шинпровода $V_{\text{ш}}$ увеличиваются с увеличением $S_{\text{ном.т}}$. Относительные потери напряжения в реактивном сопротивлении элементов схемы замещения исследуемой сети увеличиваются с увеличением $S_{\text{ном.т}}$.

ГЛАВА ВТОРАЯ

Определение потерь мощности по потерям напряжения в радиальных сетях системы электроснабжения промпредприятий

2.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В этой главе определяются потери мощности ΔP по потерям напряжения ΔU в радиальных сетях систем электроснабжения промышленных предприятий с учетом параметров электрической сети, нагрузки и степени компенсации реактивной мощности.

В качестве объекта исследования рассматривается радиальная сеть (см. рис. 1.1), описание которой приведено в гл. 1; схема замещения этой сети (рис. 2.1) представлена суммарным сопротивлением кабеля, трансформатора и шинпровода, причем приемник электроэнергии (ПЭ) и батарея конденсаторов (БК) присоединены к концу шинпровода.

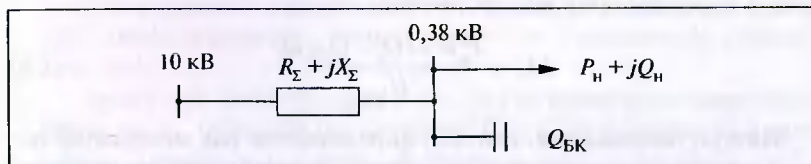


Рис. 2.1. Схема замещения рассматриваемого участка сети:

R ; X — суммарные активное и реактивное сопротивления кабеля, трансформатора, шинпровода; P_n ; Q_n — активная и реактивная нагрузки при номинальном напряжении $U_{ном}$ на зажимах ПЭ; $Q_{БК}$ — мощность батарей конденсаторов при $U_{ном}$

2.2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СООТНОШЕНИЯ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ ΔP И ПОТЕРЬ НАПРЯЖЕНИЯ ΔU В РАДИАЛЬНОЙ СЕТИ

Потери активной мощности в радиальной сети определяются по формуле:

$$\Delta P = \frac{P_H^2 + (Q_H - Q_{БК})^2}{U_{НОМ}^2} R, \quad (2.1)$$

где

$$Q_{БК} = Cq_H; \quad (2.2)$$

$$Q_H = P_H \operatorname{tg}\varphi; \quad (2.3)$$

C — степень компенсации реактивной мощности при мощности батарей конденсаторов $Q_{БК}$; $\operatorname{tg}\varphi$ — коэффициент реактивной мощности нагрузки, соответствующий типу ПЭ и реальному коэффициенту загрузки ПЭ.

Потери мощности, отн. ед., определяются как отношение потерь мощности в абсолютных единицах к активной нагрузке:

$$\Delta P_* = \frac{\Delta P}{P_H}. \quad (2.4)$$

Подставляя (2.4), (2.3), (2.2) в (2.1) и производя некоторые математические преобразования, получаем формулу потерь мощности, отн. ед.:

$$\Delta P_* = \frac{P_H}{U_{НОМ}^2} R [1 + \operatorname{tg}\varphi^2 (1 - C)^2]. \quad (2.5)$$

Потери напряжения в радиальной сети, изображенной на рис. 1.2, определяются по формуле:

$$\Delta U = \frac{P_H R + (Q_H - Q_{БК}) X}{U_{НОМ}}. \quad (2.6)$$

Потери напряжения, отн. ед., определяются как отношение потерь напряжения в абсолютных единицах к номинальному напряжению в сети:

$$\Delta U_* = \frac{\Delta U}{U_{НОМ}}. \quad (2.7)$$

Подставляя выражения (2.6), (2.2), (2.3) в (2.7) и производя преобразования, получаем формулу потерь напряжения, отн. ед.:

$$\Delta U_* = \frac{P_H}{U_{\text{НОМ}}^2} R \left[1 + \frac{X}{R} \operatorname{tg} \varphi (1 - C) \right]. \quad (2.8)$$

Соотношение относительных потерь мощности и потерь напряжения в радиальной сети после преобразований будет иметь вид:

$$\frac{\Delta P_*}{\Delta U_*} = \frac{1 + \operatorname{tg} \varphi^2 (1 - C)^2}{1 + \frac{X}{R} \operatorname{tg} \varphi (1 - C)}. \quad (2.9)$$

2.3. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА СООТНОШЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И НАПРЯЖЕНИЯ В РАДИАЛЬНОЙ СЕТИ

Анализ выражения (2.9) показывает, что для наиболее точного определения потерь мощности ΔP_* по потерям напряжения ΔU_* в радиальной электрической сети промпредприятия необходимо знать:

1) параметры сети: отношение реактивного и активного сопротивлений X/R , определяемое номинальной мощностью трансформатора и зависящее от рассматриваемого участка схемы замещения кабель — трансформатор — шинопровод, кабель — трансформатор, трансформатор — шинопровод;

2) параметры нагрузки: коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi$, зависящий от типа и коэффициента загрузки электроприемника, и степень компенсации реактивной мощности C . В реальной электрической сети $\operatorname{tg} \varphi$ может изменяться в пределах $0 - 2$; в сети, содержащей трансформаторы $S_{\text{НОМ.Т}} = 160 \div 2500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, отношение $\varepsilon = X/R$ находится в пределах $0,1 \div 5,82$ (см. рис. 1.9); реальная степень компенсации реактивной мощности C изменяется в пределах $C = 0 \div 1$.

При $(1 - C) = 0 \div 1$, а $\operatorname{tg} \varphi = 0 \div 2$ их произведение изменяется в пределах $(1 - C) \operatorname{tg} \varphi = 0 \div 2$, причем $(1 - C) \operatorname{tg} \varphi$ находится в пределах $0 - 1$ при большой степени компенсации, т.е. при $C = 0,5 \div 1$, и в пределах $1 - 2$ при маленьких степенях компенсации реактивной мощности, т.е. при $C = 0 \div 0,5$.

Расчеты соотношения потерь мощности и потерь напряжения $\Delta P_*/\Delta U_*$ показали, что диапазон изменения находится в пределах

0,3 ÷ 4. Значение $\Delta P_*/\Delta U_*$ зависит от рассматриваемого участка схемы замещения электрической сети, т.е. от $\varepsilon = 0 \div 6$, а также от степени компенсации мощности и коэффициента реактивной мощности при $(1 - C)\text{tg } \varphi = 0 \div 2$.

На рис. 2.2 изображены графики зависимостей соотношения $\Delta P_*/\Delta U_*$ от отношения $\varepsilon = X/R$ при различных возможных значениях C и $\text{tg } \varphi$, а на рис. 2.3 и 2.4 зависимости соотношения $\Delta P_*/\Delta U_*$ от произведения $(1 - C)\text{tg } \varphi$ для различных ε , т.е. для различных участков схемы замещения.

Анализ полученных зависимостей дает возможность сделать вывод о том, что для участков схемы, включающей понижающий трансформатор 10/0,4 кВ (при $\varepsilon > 1$ и $(1 - C)\text{tg } \varphi = 0,4 \div 1,3$), соотношение $\Delta P_*/\Delta U_*$ не зависит от $(1 - C)\text{tg } \varphi$. Погрешность находится в пределах 2,5 – 6 %. Произведение $(1 - C)\text{tg } \varphi$ находится в пределах 0,4 – 1,3 при $\text{tg } \varphi = 0,4 \div 1,3$ и $C = 0 \div 0,7$, что соответствует реальным коэффициентам реактивной мощности и степеням компенсации реактивной мощности, имеющим место на промышленном предприятии.

Логично возникает вопрос: в какой реальной электрической сети $\varepsilon > 1$, т.е. при каких длинах кабеля отношение суммарного реактивного X к суммарному активному сопротивлению R больше 1. Расчеты показали, что $\varepsilon > 1$ для сети с трансформатором мощностью $S_{\text{ном.т}} = 160 \div 2500$ кВ · А, шинопроводом длиной 100 м и кабелем длиной меньше 10 км, что соответствует реальным длинам кабелей систем электроснабжения промпредприятий.

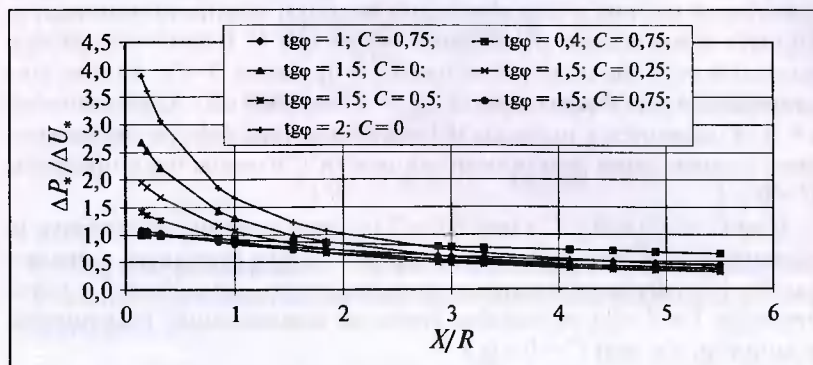


Рис. 2.2. Графики зависимостей соотношения $\Delta P_*/\Delta U_*$ от отношения $\varepsilon = X/R$ при различных возможных значениях C и $\text{tg } \varphi$

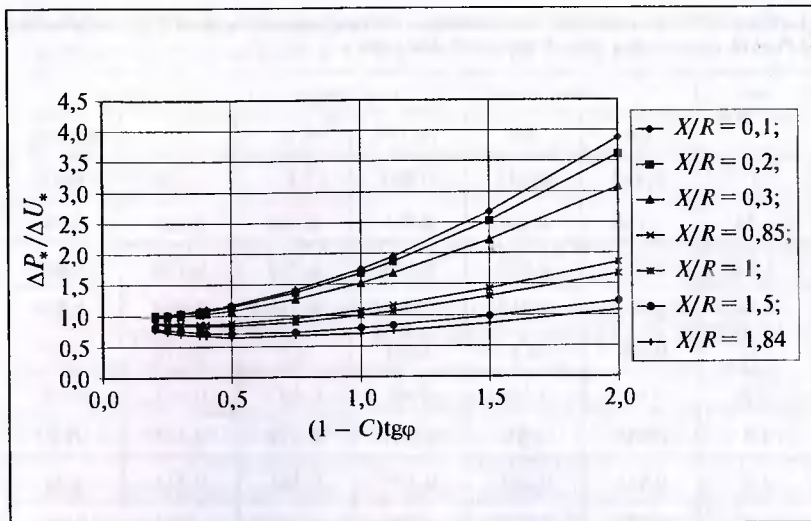


Рис. 2.3. Графики зависимостей соотношения $\Delta P^*/\Delta U^*$ от произведения $(1 - C)\text{tg } \varphi$ для различных $\varepsilon = X/R$, изменяющихся в пределах 0,1 – 1,84

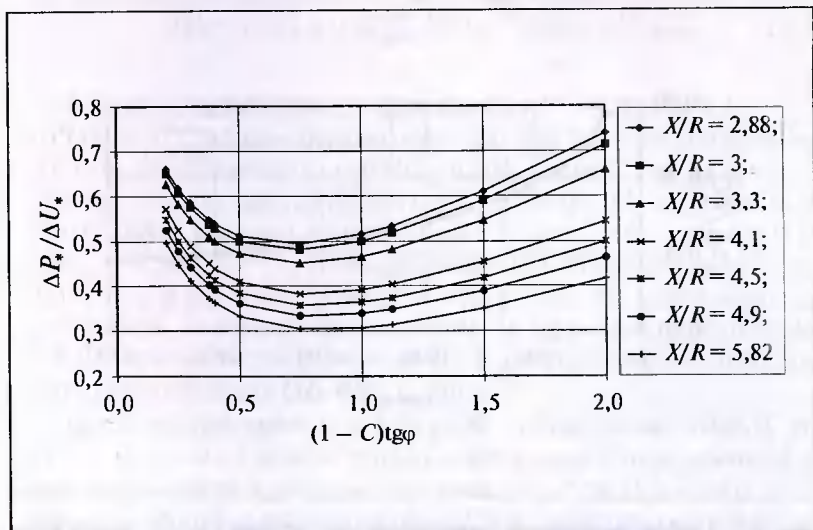


Рис. 2.4. Графики зависимостей соотношения $\Delta P^*/\Delta U^*$ от произведения $(1 - C)\text{tg } \varphi$ для различных $\varepsilon = X/R$, изменяющихся в пределах 2,88 – 5,82

Таблица 2.1. Значения соотношения потерь мощности и потерь напряжения $\Delta P_*/\Delta U_*$ при $\varepsilon > 1$ и $(1 - C)\text{tg } \varphi = 0,4 \div 1,3$

$\varepsilon = X/R$	$(1 - C)\text{tg } \varphi$					
	0,4	0,5	0,75	1	1,125	Среднее
1	0,829	0,833	0,893	1	1,066	0,92
1,54	0,718	0,706	0,725	0,788	0,829	0,75
1,84	0,668	0,651	0,675	0,704	0,738	0,69
2,88	0,539	0,512	0,494	0,515	0,534	0,52
3	0,527	0,5	0,481	0,5	0,518	0,5
3,3	0,5	0,472	0,45	0,465	0,481	0,47
4,1	0,439	0,41	0,383	0,392	0,404	0,4
4,5	0,414	0,385	0,357	0,364	0,374	0,38
4,9	0,392	0,357	0,334	0,339	0,384	0,36
5,5	0,363	0,364	0,305	0,308	0,315	0,33

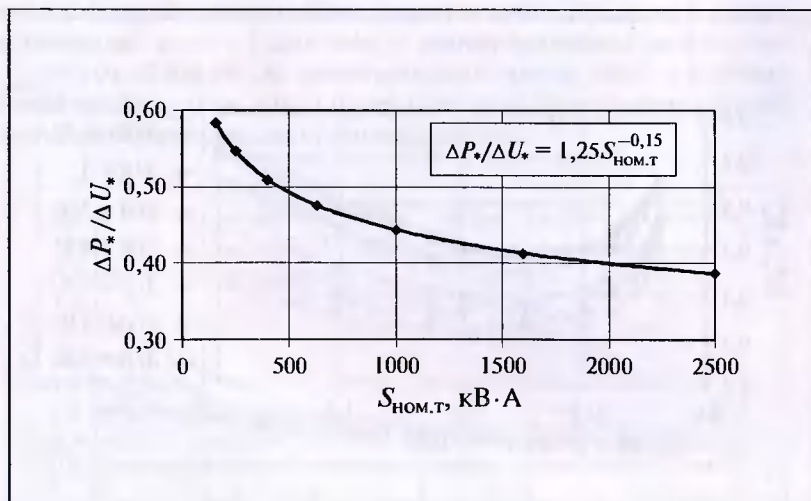


Рис. 2.5. График зависимости усредненного соотношения $\Delta P_*/\Delta U_*$ между потерями мощности и потерями напряжения от номинальной мощности трансформатора для $\varepsilon > 1$ и $(1 - C)\text{tg } \varphi = 0,4 \div 1,3$.

Таблица 2.2. Диапазоны значений соотношения потерь мощности и потерь напряжения функции $\Delta P_*/\Delta U_*$ для кабелей и шинопроводов (при $\varepsilon < 1$)

Участок сети	ε	$(1 - C)\text{tg } \varphi$	$\Delta P_*/\Delta U_*$
Кабель	0,14 – 0,2	0 – 2	1 – 4
Шинопровод	0,85 – 1,5	0 – 2	0,85 – 2

Значения соотношения потерь мощности и потерь напряжения, отн. ед., $\Delta P_*/\Delta U_*$ для $\varepsilon > 1$ и $(1 - C)\text{tg } \varphi = 0,4 \div 1,3$ приведены в табл. 2.1. График зависимости усредненного соотношения $\Delta P_*/\Delta U_*$ между потерями мощности и потерями напряжения от номинальной мощности трансформатора для $\varepsilon > 1$ и $(1 - C)\text{tg } \varphi = 0,4 \div 1,3$ изображен на рис. 2.5, который показывает, что значения усредненного соотношения $\Delta P_*/\Delta U_*$ в зависимости от ε изменяются в пределах 0,33 – 0,58. Аппроксимировав эту кривую, а также заменив отношение сопротивлений X/R уравнением степенной функции от номинальной мощности трансформатора $\varepsilon = X/R = 0,5S_{\text{НОМ.Т}}^{0,3}$ получаем выражение, позволяющее с достаточной степенью точности определять потери мощности по потерям напряжения, зная лишь параметры сети:

$$\Delta P_* = [2/(1 + 0,5S_{\text{НОМ.Т}}^{0,3})]\Delta U_* = [1,25S_{\text{НОМ.Т}}^{-0,15}]\Delta U_* \quad (2.10)$$

Анализ графиков зависимостей $\Delta P_*/\Delta U_* = f(\varepsilon)$ и $\Delta P/\Delta U = f[(1 - C)\text{tg } \varphi]$ показывает, что для кабелей соотношение $\Delta P_*/\Delta U_*$ не зависит ни от ε (0,097 \div 0,264), ни от $(1 - C)\text{tg } \varphi$, т.е. постоянно и равно единице, если $(1 - C)\text{tg } \varphi = 0 \div 0,5$, что имеет место при больших степенях компенсации, т.е. при $C > 0,75$ и $\text{tg } \varphi = 0 \div 2$, при $C = 0,5$ и $\text{tg } \varphi = 0 \div 1$; или при небольших степенях компенсации $C < 0,25$ и $\text{tg } \varphi = 0 \div 0,5$. При $(1 - C)\text{tg } \varphi > 0,5$, что имеет место при небольших степенях компенсации и $\text{tg } \varphi > 0,5$, соотношение $\Delta P_*/\Delta U_*$ и изменяется в пределах 1 – 4, т.е. достаточно сильно зависит от произведения $(1 - C)\text{tg } \varphi$ и от ε .

Для шинопроводов ($\varepsilon = 0,76 \div 1,4$) соотношение $\Delta P_*/\Delta U_*$ при $(1 - C)\text{tg } \varphi = 0 \div 1$ можно считать постоянным с определенной долей погрешности и равным в среднем 0,85; при $(1 - C)\text{tg } \varphi = 1 \div 2$ это соотношение в меньшей степени чем у кабелей, но зависит и от ε , и от $(1 - C)\text{tg } \varphi$ и изменяется в пределах 0,85 – 2.

Полученные результаты обобщены и сведены в табл. 2.2.

ВЫВОДЫ

1. Соотношение потерь мощности и потерь напряжения $\Delta P_*/\Delta U_*$ зависит от следующих параметров сети и нагрузки: отношения реактивного и активного сопротивлений $\varepsilon = X/R$; коэффициента реактивной мощности нагрузки $\text{tg } \varphi$ и степени компенсации реактивной мощности C .

2. При $\varepsilon > 1$, т.е. для участков схемы, включающих трансформатор 10/0,4 кВ, и при $(1 - C)\text{tg } \varphi = 0,4 \div 1,3$ отношение $\Delta P_*/\Delta U_*$ не зависит от $(1 - C)\text{tg } \varphi$, что дает возможность определять потери мощности только по потерям напряжения и ε .

3. При $\varepsilon = 0,097 \div 0,264$, т.е. для кабелей 10 кВ, и при $(1 - C)\text{tg } \varphi = 0 \div 0,5$ соотношение $\Delta P_*/\Delta U_*$ не зависит ни от ε , ни от произведения $(1 - C)\text{tg } \varphi$, т.е. постоянно и равно 1. При $(1 - C)\text{tg } \varphi > 0,5$ соотношение $\Delta P_*/\Delta U_*$ достаточно сильно зависит от произведения $(1 - C)\text{tg } \varphi$ и от ε и изменяется в пределах $1 \div 4$.

4. Для цеховых шинопроводов ($\varepsilon = 0,76 \div 1,4$) при $(1 - C)\text{tg } \varphi = 0 \div 1$ соотношение $\Delta P_*/\Delta U_*$ можно считать постоянным с определенной долей погрешности и равным в среднем 0,85; при $(1 - C)\text{tg } \varphi = 1 \div 2$, это соотношение зависит как от ε , так и от $(1 - C)\text{tg } \varphi$ и изменяется в пределах 0,85 – 2.

5. Для электрических сетей системы электроснабжения промышленного предприятия, состоящих из кабельной линии, понижающего трансформатора и шинопровода, представленных радиальной схемой замещения, потери активной мощности с достаточной степенью точности можно определять по потерям напряжения, зная лишь параметры исследуемой сети, а именно отношение суммарного реактивного и суммарного активного сопротивлений: $\Delta P_* = [2/(1 + X/R)]\Delta U_*$. При определении потерь мощности по потерям напряжения для участка, содержащего кабель и трансформатор, необходимо знать лишь номинальную мощность понижающего цехового трансформатора $S_{\text{НОМ.Т}}$:

$$\Delta P_* = [2/(1 + 0,5S_{\text{НОМ.Т}}^{0,3})]\Delta U_* = [1,25S_{\text{НОМ.Т}}^{-0,15}]\Delta U_*.$$

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

Определение потерь мощности по потерям напряжения в магистральной электрической сети

3.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОЧНОГО СООТНОШЕНИЯ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ПОТЕРЬ НАПРЯЖЕНИЯ В МАГИСТРАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Потери мощности в цеховой электрической сети с магистральными шинопроводами. Нагрузочные потери активной мощности в цеховой электрической сети с магистральными шинопроводами $\Delta P_{\text{ТШ}}$ определяются как сумма потерь мощности на головном участке, включающем трансформатор и участок 0 – 1 шинопровода до первого присоединения, и потерь мощности по остальным участкам между присоединениями ШМА, а именно:

$$\Delta P_{\text{ТШ}} = \frac{n^2(p_i^2 + q_i^2)}{U_{\text{ном}}^2} (R_{\text{т}} + r_{0\text{ш}} l_{\text{ш}}) + \frac{\sum (n-i)^2 (p_i^2 + q_i^2) r_{0\text{ш}} l_{\text{ш}}}{U_{\text{ном}}^2}, \quad (3.1)$$

где n — число присоединений ШМА; i — номер присоединения на магистральном шинопровode, $i = 1 \dots n$; $l_{\text{ш}}$ — длина участков шинопровода между присоединениями, км; $l_{\text{ш}} = L_{\text{ш}}/n$; $L_{\text{ш}}$ — общая длина шинопровода; $R_{\text{ш}}$, $X_{\text{ш}}$ — активное и реактивное сопротивление участков шинопровода, $R_{\text{ш}} = r_{0\text{ш}} l_{\text{ш}}$, $X_{\text{ш}} = x_{0\text{ш}} l_{\text{ш}}$; $r_{0\text{ш}}$, $x_{0\text{ш}}$ — удельные активное и реактивное сопротивления шинопровода, Ом/км; p_i , q_i — активная и реактивная нагрузки по присоединениям ШМА.

Отметим, что данное исследование потерь мощности и напряжения в магистральной сети проводилось без учета степени компенсации реактивной мощности, т.е. установка компенсирующих устройств в цеховой сети с магистральным шинопроводом не предусматривается.

Известно, что

$$\sum_1^n (n-i)^2 = \frac{n(n-1)(n-2)}{6}.$$

После определенных математических преобразований приняв, что $R_T + r_{0ш}L_{ш} \approx R_T$, получаем:

потери активной мощности

$$\Delta P_{ТШ} = \frac{n^2 p_i^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi^2)}{U_{НОМ}^2} \left[R_T + \frac{R_{ш}}{6} \left(1 - \frac{1}{n} \right) \left(1 - \frac{2}{n} \right) \right], \quad (3.2)$$

потери реактивной мощности

$$\Delta Q_{ТШ} = \frac{n^2 p_i^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi^2)}{U_{НОМ}^2} \left[X_T + \frac{X_{ш}}{6} \left(1 - \frac{1}{n} \right) \left(1 - \frac{2}{n} \right) \right]. \quad (3.3)$$

Потери активной мощности, отн. ед., определяются как отношение потерь мощности в абсолютных единицах к суммарной активной нагрузке:

$$\Delta P_{ТШ}^* = \frac{\Delta P_{ТШ}}{np_i} = \frac{np_i (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi^2)}{U_{НОМ}^2} \left[R_T + \frac{r_{0ш}L_{ш}}{6} \left(1 - \frac{1}{n} \right) \left(1 - \frac{2}{n} \right) \right]. \quad (3.4)$$

Потери напряжения в магистральной электрической сети. Потери напряжения в магистральной электрической сети определяются как сумма потерь напряжения на головном участке сети, т.е. в трансформаторе, и потерь напряжения в ШМА, представляющих собой сумму потерь напряжения по участкам шинпровода

$$\Delta U = \frac{n(p_i R_T + q_i X_T)}{U_{НОМ}} + \frac{\Sigma(n-i)(p_i r_{0ш} + q_i x_{0ш})L_{ш}}{U_{НОМ} n}, \quad (3.5)$$

где $\Sigma(n-i) = \frac{n(n-1)}{2}$.

После ряда математических преобразований выражение для потерь напряжения имеет вид

$$\Delta U = \frac{np_i}{U_{НОМ}} \left\{ R_T + X_T \operatorname{tg} \varphi + \frac{(n-1)}{2n} (R_{ш} + X_{ш} \operatorname{tg} \varphi) \right\}. \quad (3.6)$$

Потери напряжения, отн. ед., представляют собой отношение потерь напряжения в абсолютных единицах к номинальному напряжению

$$\Delta U_* = \frac{np_i}{U_{\text{НОМ}}^2} \left\{ R_T + \frac{n-1}{2n} R_{\text{ш}} + \text{tg}\varphi \left(X_T + \frac{n-1}{2n} X_{\text{ш}} \right) \right\}. \quad (3.7)$$

Точное соотношение потерь мощности и напряжения в магистральной электрической сети. Наиболее общее выражение для соотношения потерь мощности и потерь напряжения $\Delta P_*/\Delta U_*$, отн. ед., имеет следующий вид:

$$\frac{\Delta P_*}{\Delta U_*} = (1 + \text{tg}\varphi^2) \frac{R_T + \frac{R_{\text{ш}}}{6} \left(1 - \frac{1}{n} \right) \left(1 - \frac{2}{n} \right)}{R_T + \frac{n-1}{2n} R_{\text{ш}} + \text{tg}\varphi \left(X_T + \frac{n-1}{2n} X_{\text{ш}} \right)}, \quad (3.8)$$

или

$$\frac{\Delta P_*}{\Delta U_*} = (1 + \text{tg}\varphi^2) \frac{\frac{R_T}{r_{0\text{ш}}} + \frac{L_{\text{ш}}}{6} \left(1 - \frac{1}{n} \right) \left(1 - \frac{2}{n} \right)}{\frac{R_T}{r_{0\text{ш}}} + \frac{n-1}{2n} L_{\text{ш}} + \text{tg}\varphi \left(\frac{X_T}{r_{0\text{ш}}} + \frac{n-1}{2n} \frac{x_{0\text{ш}}}{r_{0\text{ш}}} L_{\text{ш}} \right)}. \quad (3.9)$$

Таким образом, анализ выражения (3.8) показывает, что для наиболее точного определения потерь мощности по потерям напряжения в магистральной сети, при условии установки вольтметров на шинах 6 — 10 кВ источника питания данного трансформатора и в конце магистрального шинпровода необходимо знать: 1) активное и реактивное сопротивления трансформатора R_T , X_T и удельные активное и реактивное сопротивления шинпровода $r_{0\text{ш}}$, $x_{0\text{ш}}$, т.е. параметры исследуемой магистральной сети, определяемые номинальной мощностью трансформатора $S_{\text{НОМ.Т}}$; 2) длину шинпровода $L_{\text{ш}}$; 3) число присоединений ШМА n ; 4) коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$.

3.2. ЭКВИВАЛЕНТИРОВАНИЕ ЦЕХОВЫХ СЕТЕЙ С ТРАНСФОРМАТОРОМ И МАГИСТРАЛЬНЫМ ШИНОПРОВОДОМ

Эквивалентирование цеховых сетей по потерям мощности. В соответствии с формулой (3.9) относительные потери мощности $\Delta P_{\text{ТШ}}^*$ в

цеховой сети с магистральным шинопроводом пропорциональны следующей величине:

$$\Delta n_{ТШ}^* = (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi^2) \left[\frac{R_T}{r_{0ш}} + \frac{L_{ш}}{6} \left(1 - \frac{1}{n} \right) \left(1 - \frac{2}{n} \right) \right]. \quad (3.10)$$

Эквивалентная длина $L_{\text{ЭКВ.П}}$ цеховых сетей с трансформатором и магистральным шинопроводом для расчета потерь мощности определяется по выражению:

$$L_{\text{ЭКВ.П}} = \frac{R_T}{r_{0ш}} + \frac{L_{ш}}{6} \left\{ \left(1 - \frac{1}{n} \right) \left(1 - \frac{2}{n} \right) \right\}. \quad (3.11)$$

С помощью ПЭВМ были проведены расчеты эквивалентной длины $L_{\text{ЭКВ.П}}$ для трансформаторов различных номинальных мощностей $S_{\text{НОМ.Т}} = 160 \div 2500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, при различной длине шинопровода $L_{ш} = 0,01 \div 0,25 \text{ км}$, при изменении количества присоединений этого шинопровода $n = 1 \div 10$.

На рис. 3.1 приведены графики зависимостей эквивалентной длины $L_{\text{ЭКВ.П}} = f(n)$ при различной длине шинопровода $L_{ш}$ для трансформатора мощностью $S_{\text{НОМ.Т}} = 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$. Анализ этих графиков показывает, что при длине шинопровода $L_{ш} = 0,01 \text{ км}$, независимо от номинальной мощности трансформатора $S_{\text{НОМ.Т}}$, эквивалентное сопротивление $R_{ТШ}$ не зависит от числа присоединений n .

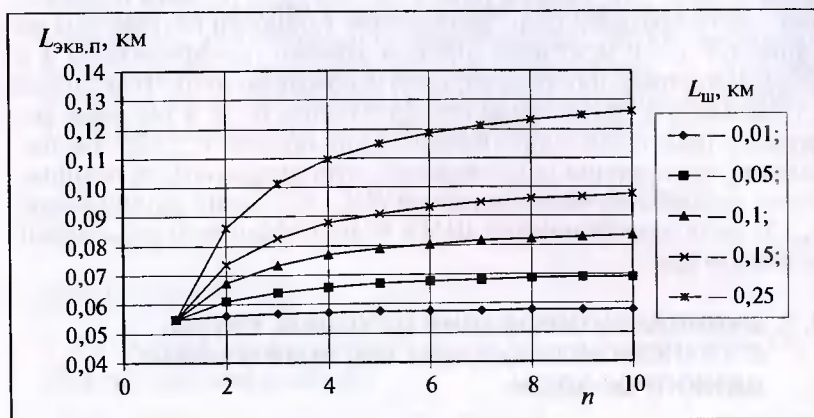


Рис. 3.1. Графики зависимостей эквивалентной длины $L_{\text{ЭКВ.П}} = f(n)$ при различной длине шинопровода $L_{ш}$ для трансформатора $S_{\text{НОМ.Т}} = 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$

Однако с увеличением длины шинпровода $L_{ш}$ эта зависимость становится более ярко выраженной, причем наибольший скачок происходит при наибольшей длине шинпровода ($L_{ш} = 0, 25$ км) при изменении числа присоединений с $n = 1$ на $n = 2$.

Эквивалентные длины $L_{экв.п}$ для трансформаторов с номинальными мощностями $S_{ном.т} = 160 \div 2500$ кВ · А обобщены и приведены в табл. 3.1.

Анализ зависимостей, показанных на рис. 3.1 и в табл. 3.1, позволяет аппроксимировать эквивалентное сопротивление прямой при числе присоединений $n \geq 4$. Нелинейный характер зависимостям $L_{экв.п} = f(n)$ придает выражение $1/6(1 - 1/n)(1 - 2/n)$. Аппроксимированное уравнение прямой при $n \geq 4$ имеет вид

$$f(n) = 0,011n + 0,19. \quad (3.12)$$

Таблица 3.1. Эквивалентные длины сети $L_{экв.п}$, км, при различной длине шинпровода

Длина шинпровода $L_{ш}$, км	Число присоединений n	Номинальная мощность трансформатора $S_{ном.т}$ кВ · А						
		160	250	400	630	1000	1600	2500
0,01	1	0,087	0,078	0,069	0,062	0,055	0,049	0,044
	4	0,089	0,080	0,071	0,064	0,057	0,051	0,046
	10	0,090	0,081	0,072	0,065	0,058	0,052	0,047
0,05	1	0,087	0,078	0,069	0,062	0,055	0,049	0,044
	4	0,098	0,089	0,080	0,073	0,066	0,060	0,055
	10	0,101	0,092	0,083	0,076	0,069	0,052	0,047
0,1	1	0,087	0,078	0,069	0,062	0,055	0,049	0,044
	4	0,109	0,100	0,091	0,084	0,077	0,071	0,066
	10	0,115	0,106	0,098	0,090	0,083	0,077	0,072
0,15	1	0,087	0,078	0,069	0,062	0,055	0,049	0,044
	4	0,120	0,111	0,102	0,095	0,088	0,082	0,077
	10	0,130	0,121	0,112	0,104	0,098	0,092	0,086
0,25	1	0,087	0,078	0,069	0,062	0,055	0,049	0,044
	4	0,142	0,132	0,124	0,116	0,110	0,104	0,098
	10	0,158	0,149	0,140	0,133	0,126	0,120	0,115

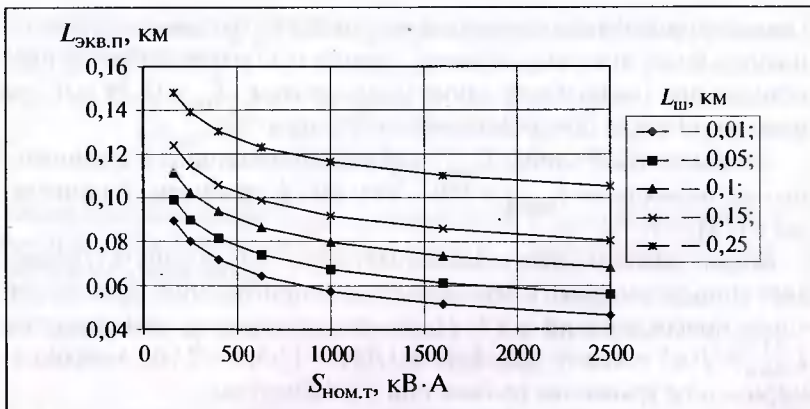


Рис. 3.2. Графики зависимостей эквивалентной длины $L_{экв.п} = f(S_{НОМ.Т})$ при числе присоединений $n \geq 4$, рассчитанные по упрощенной формуле при различной длине шинногопровода

При $n \geq 10$ эквивалентные активное и реактивное сопротивления магистрального шинногопровода, приведенные к напряжению 10 кВ, можно определять по упрощенной формуле:

$$R_{экв.ш} = 0,3(r_{0ш}L_{ш}K_T^2); X_{экв.ш} = 0,3(x_{0ш}L_{ш}K_T^2), \quad (3.13)$$

где $r_{0ш}$, $x_{0ш}$ — удельные активное и реактивное сопротивления шинногопровода; $L_{ш}$ — длина шинногопровода.

Графики зависимостей $R_T = f(S_{НОМ.Т})$ и $r_{0ш} = f(S_{НОМ.Т})$, приведенных в гл. 1, можно аппроксимировать степенной функцией. Тогда отношение $R_T/r_{0ш}$ можно заменить выражением

$$\frac{R_T}{r_{0ш}} = 0,3S_{НОМ.Т}^{-0,25}. \quad (3.14)$$

Следовательно, выражение (3.11) будет выглядеть следующим образом:

$$L_{экв.п} = 0,3S_{НОМ.Т}^{-0,25} + 0,01nL_{ш} + 0,19L_{ш}. \quad (3.15)$$

На основании выводов, сделанных выше, представляется возможным пренебречь числом присоединений n при условии $n \geq 4$. При этом выражение (3.15) будет иметь вид:

$$L_{экв.п} = 0,3S_{НОМ.Т}^{-0,25} + 0,25L_{ш}. \quad (3.16)$$

На рис. 3.2 представлены зависимости $L_{\text{экв.п}} = f(S_{\text{ном.т}})$ при различной длине шинпровода, при числе присоединений $n \geq 4$, рассчитанные по упрощенной формуле (3.16) без учета количества присоединений. При совместном анализе точных и упрощенных зависимостей оказывается, что пренебрежение числом присоединений n дает погрешность на уровне 0,5 – 5% в зависимости от длины шинпровода (чем больше длина шинпровода, тем больше погрешность).

Эквивалентное сопротивление сети, содержащей трансформатор и магистральный шинпровод:

$$R_{\text{экв.тш}} = r_{0\text{ш}} L_{\text{экв.п}} \quad (3.17)$$

Потери активной мощности

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{тш}} &= \frac{n^2 p_i^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi)}{U_{\text{ном}}^2} r_{0\text{ш}} L_{\text{экв.п}} = \\ &= \frac{n^2 p_i^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi)}{U_{\text{ном}}^2} r_{0\text{ш}} [0,3 S_{\text{ном.т}}^{-0,25} + 0,25 L_{\text{ш}}]. \end{aligned} \quad (3.18)$$

Потери активной мощности, отн. ед.:

$$\Delta P_{\text{тш}}^* = \frac{n p_i (1 + \text{tg}^2 \varphi)}{U_{\text{ном}}^2} r_{0\text{ш}} [0,3 S_{\text{ном.т}}^{-0,25} + 0,25 L_{\text{ш}}]. \quad (3.19)$$

Эквивалентирование цеховых сетей по потерям напряжения. В соответствии с формулой (3.9) потери напряжения ΔU_* в магистральной электрической сети пропорциональны величине $L_{\text{экв.н}}$, которую можно назвать эквивалентной длиной сети по потерям напряжения:

$$L_{\text{экв.н}} = \frac{R_{\text{т}}}{r_{0\text{ш}}} + \frac{n-1}{2n} L_{\text{ш}} + \text{tg} \varphi \left(\frac{X_{\text{т}}}{r_{0\text{ш}}} + \frac{n-1}{2n} \frac{x_{0\text{ш}}}{r_{0\text{ш}}} L_{\text{ш}} \right). \quad (3.20)$$

С помощью ПЭВМ были проведены расчеты выражения (3.20) и получены зависимости $L_{\text{экв.н}} = f(n)$ для трансформаторов различных номинальных мощностей $S_{\text{ном.т}} = 160 \div 2500$ кВ · А, для различных коэффициентов реактивной мощности $\text{tg} \varphi = 0,5; 1; 1,5$ при различных длинах шинпровода $L_{\text{ш}} = 0,01 \div 0,25$ км и различном количестве присоединений $n = 1 \div 10$.

На рис. 3.3 приведены графики зависимостей $L_{\text{экв.н}} = f(n)$ при различной длине шинпровода $L_{\text{ш}}$ для трансформатора

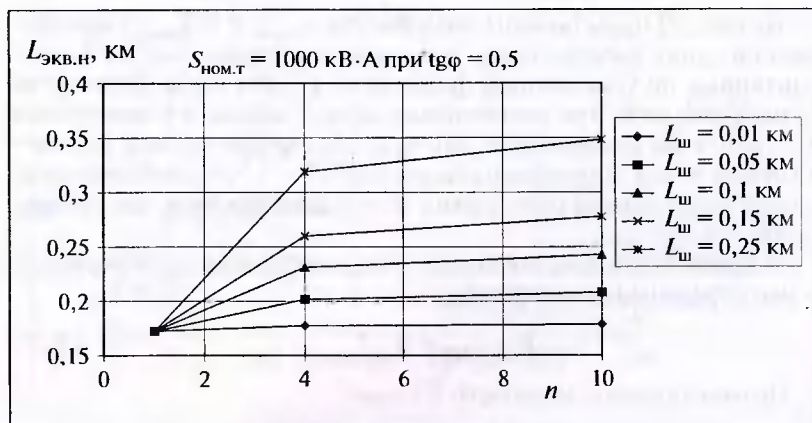


Рис. 3.3. Графики зависимостей $L_{\text{экв.н}} = f(n)$ для трансформатора $S_{\text{ном.т}} = 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$; $\text{tg}\varphi = 0,5$ при различной длине шинопровода $L_{\text{ш}}$

Таблица 3.2. Эквивалентные длины сети по потерям напряжения $L_{\text{экв.н}}$, км

Длина шинопровода $L_{\text{ш}}$, км	Число присоединений n	Номинальная мощность трансформатора $S_{\text{ном.т}}$, кВ · А						
		160	250	400	630	1000	1600	2500
0,01	1	0,189	0,183	0,178	0,175	0,172	0,171	0,170
	4	0,194	0,188	0,184	0,181	0,178	0,177	0,176
	10	0,195	0,190	0,185	0,182	0,179	0,178	0,177
0,05	1	0,189	0,183	0,178	0,175	0,172	0,171	0,170
	4	0,215	0,210	0,203	0,203	0,202	0,201	0,202
	10	0,220	0,215	0,211	0,209	0,208	0,207	0,208
0,1	1	0,189	0,183	0,178	0,175	0,172	0,171	0,170
	4	0,240	0,236	0,233	0,232	0,231	0,232	0,233
	10	0,251	0,247	0,244	0,242	0,243	0,244	0,246
0,15	1	0,189	0,183	0,178	0,175	0,172	0,171	0,170
	4	0,266	0,263	0,261	0,260	0,260	0,262	0,265
	10	0,282	0,279	0,277	0,277	0,278	0,280	0,284
0,25	1	0,189	0,183	0,178	0,175	0,172	0,171	0,170
	4	0,318	0,316	0,315	0,316	0,319	0,323	0,328
	10	0,344	0,342	0,343	0,345	0,348	0,355	0,360

$S_{\text{НОМ.Т}} = 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ при коэффициентах реактивной мощности $\text{tg } \varphi = 0,5$. Анализ этих зависимостей показывает, что характер их подобен характеру зависимостей потерь мощности ΔP_* , поэтому их рассмотрение ведется аналогичным образом.

Из рис. 3.3 видно, что $L_{\text{ЭКВ.Н}}$ и, следовательно, потери напряжения ΔU_* не зависят от количества присоединений n при длине шинпровода $L_{\text{Ш}} = 0,01 \text{ км}$ для трансформаторов всех номинальных мощностей $S_{\text{НОМ.Т}} = 160 \div 2500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$. При увеличении длины шинпровода появляется зависимость $L_{\text{ЭКВ.Н}} = f(n)$, и становится наиболее ярко выраженной при длине шинпровода $0,25 \text{ км}$, а именно: при $L_{\text{Ш}} = 0,01 \text{ км}$ для $S_{\text{НОМ.Т}} = 400 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ $L_{\text{ЭКВ.Н}} = 0,18 \div 0,19 \text{ км}$ и для $S_{\text{НОМ.Т}} = 2500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ $L_{\text{ЭКВ.Н}} = 0,17 \div 0,18 \text{ км}$; при $L_{\text{Ш}} = 0,25 \text{ км}$ для $S_{\text{НОМ.Т}} = 400 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ $L_{\text{ЭКВ.Н}} = 0,18 \div 0,34 \text{ км}$ и для $S_{\text{НОМ.Т}} = 2500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ $L_{\text{ЭКВ.Н}} = 0,17 \div 0,36 \text{ км}$ (данные значения приведены для $\text{tg } \varphi = 0,5$). Данные кривые все выходят из одной точки, которая определяется сопротивлениями трансформатора и шинпровода и соответственно номинальной мощностью трансформатора $S_{\text{НОМ.Т}}$.

Эквивалентные длины сети по потерям напряжения $L_{\text{ЭКВ.Н}}$, км, для трансформаторов $S_{\text{НОМ.Т}} = 160 \div 2500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ при длинах шинпровода $L_{\text{Ш}} = 0,01 \div 0,25 \text{ км}$ для различных n при $\text{tg } \varphi = 0,5$ приведены в табл. 3.2.

Анализ зависимостей, приведенных на рис. 3.3, дает возможность сделать вывод о том, что $L_{\text{ЭКВ.Н}}$ допустимо аппроксимировать прямой при количестве присоединений $n \geq 4$.

Функция $f(n) = \frac{n-1}{2n}$ при аппроксимации прямой имеет вид

$$f_a(n) = 0,012n + 0,34. \quad (3.21)$$

Далее представляется возможным произвести преобразования с отношениями сопротивлений $R_{\text{T}}/r_{0\text{Ш}}$, $X_{\text{T}}/r_{0\text{Ш}}$ и $x_{0\text{Ш}}/r_{0\text{Ш}}$. Графики зависимостей $R_{\text{T}} = f(S_{\text{НОМ.Т}})$, $r_{0\text{Ш}} = f(S_{\text{НОМ.Т}})$, $X_{\text{T}} = f(S_{\text{НОМ.Т}})$, $x_{0\text{Ш}} = f(S_{\text{НОМ.Т}})$ приведены в гл. 1. Данные зависимости аппроксимированы степенной функцией, а их отношения могут быть заменены следующими выражениями

$$\frac{R_{\text{T}}}{r_{0\text{Ш}}} = 0,309 S_{\text{НОМ.Т}}^{-0,25}, \quad \frac{X_{\text{T}}}{r_{0\text{Ш}}} = 0,137 S_{\text{НОМ.Т}}^{0,078}, \quad \frac{x_{0\text{Ш}}}{r_{0\text{Ш}}} = 0,248 S_{\text{НОМ.Т}}^{0,219}. \quad (3.22)$$

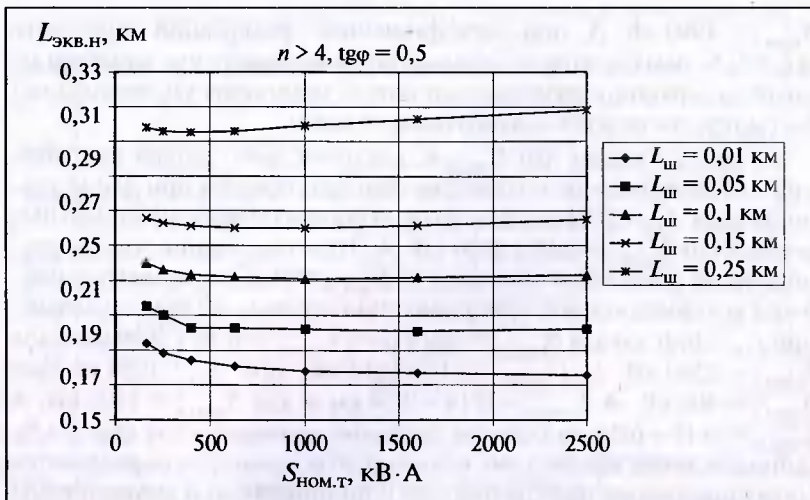


Рис. 3.4. Графики зависимости эквивалентной длины сети по потерям напряжения $L_{ЭКВ.Н} = f(S_{НОМ.Т})$ при $n \geq 4$ при различной длине шинопровода

При количестве присоединений $n \geq 4$ выражение (3.20) при использовании (3.21) и (3.22) будет иметь вид:

$$L_{ЭКВ.Н} = 0,3S_{НОМ.Т}^{-0,25} + 0,4L_{Ш} + \text{tg}\varphi(0,14S_{НОМ.Т}^{0,08} + 0,1S_{НОМ.Т}^{0,22}L_{Ш}). \quad (3.23)$$

На рис. 3.4 представлены зависимости эквивалентной длины сети по потерям напряжения $L_{ЭКВ.Н} = f(S_{НОМ.Т})$ при $n \geq 4$ для шинопроводов различной длины, рассчитанные по упрощенной формуле (3.23), при коэффициенте реактивной мощности $\text{tg}\varphi = 0,5$ от номинальной мощности трансформатора. При совместном анализе точных и упрощенных зависимостей оказывается, что пренебрежение количеством присоединений n дает погрешность 0,5 – 3 %.

При рассмотрении зависимостей, изображенных на рис. 3.3, можно сделать предположение о независимости потерь напряжения ΔU_* от номинальной мощности трансформатора.

Потери напряжения в относительных единицах в сети, содержащей трансформатор и магистральный шинопровод:

$$\Delta U_{Т.Ш}^* = \frac{np_i}{U_{НОМ}^2} r_{0Ш} [0,3S_{НОМ.Т}^{-0,25} + 0,4L_{Ш} + \text{tg}\varphi(0,14S_{НОМ.Т}^{0,08} + 0,1S_{НОМ.Т}^{0,22}L_{Ш})]. \quad (3.24)$$

3.3. ИССЛЕДОВАНИЕ СООТНОШЕНИЯ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ПОТЕРЬ НАПРЯЖЕНИЯ $\Delta P_*/\Delta U_*$ В МАГИСТРАЛЬНОЙ СЕТИ

С помощью ПЭВМ были проведены расчеты отношения потерь мощности и потерь напряжения $\Delta P_*/\Delta U_*$ в соответствии с формулой (3.9). Получены зависимости $\Delta P_*/\Delta U_* = f(n)$ для трансформаторов различных номинальных мощностей $S_{\text{НОМ.Т}} = 160 \div 2500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, для различных коэффициентов реактивной мощности $\text{tg } \varphi = 0,5; 1; 1,5$ при различных длинах шинпровода и различном количестве присоединений n .

На рис. 3.5 приведены графики зависимостей отношения $\Delta P_*/\Delta U_* = f(n)$ при различной длине шинпровода $L_{\text{Ш}}$ для трансформатора $S_{\text{НОМ.Т}} = 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ при коэффициентах реактивной мощности $\text{tg } \varphi = 0,5; 1; 1,5$.

На рис. 3.6 и 3.7 показаны аналогичные зависимости для трансформаторов мощностью 160 и 2500 кВ · А. Из рис. 3.5 – 3.7 видно, что отношение потерь мощности и потерь напряжения $\Delta P_*/\Delta U_*$ при $n \geq 4$ практически не зависит от количества присоединений n при любой длине шинпровода.

Отношения потерь мощности и потерь напряжения $\Delta P_*/\Delta U_*$ для трансформаторов $S_{\text{НОМ.Т}} = 160 \div 2500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ при длинах шинпровода $L_{\text{Ш}} = 0,01 \div 0,25 \text{ км}$ для различных n при $\text{tg } \varphi = 0,5$ приведены в табл. 3.3.

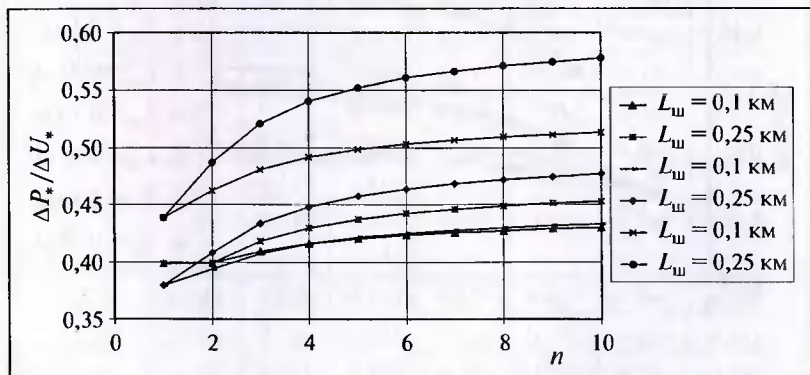


Рис. 3.5. Графики зависимостей отношения $\Delta P_*/\Delta U_* = f(n)$ для трансформатора $S_{\text{НОМ.Т}} = 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ при коэффициентах реактивной мощности $\text{tg } \varphi = 0,5; 1; 1,5$ при различной длине шинпровода $L_{\text{Ш}}$

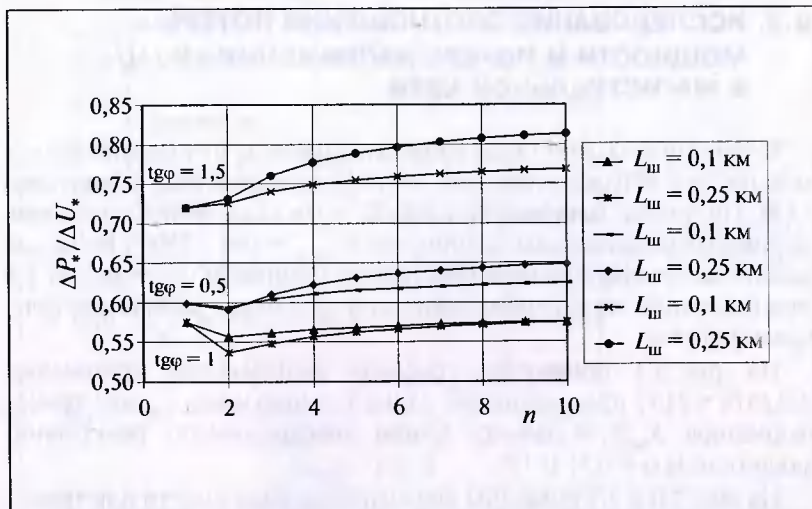


Рис. 3.6. Графики зависимостей отношения $\Delta P^*/\Delta U^* = f(n)$ для трансформаторов $S_{\text{ном.Т}} = 160 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ при различной длине шинпровода $L_{\text{ш}}$

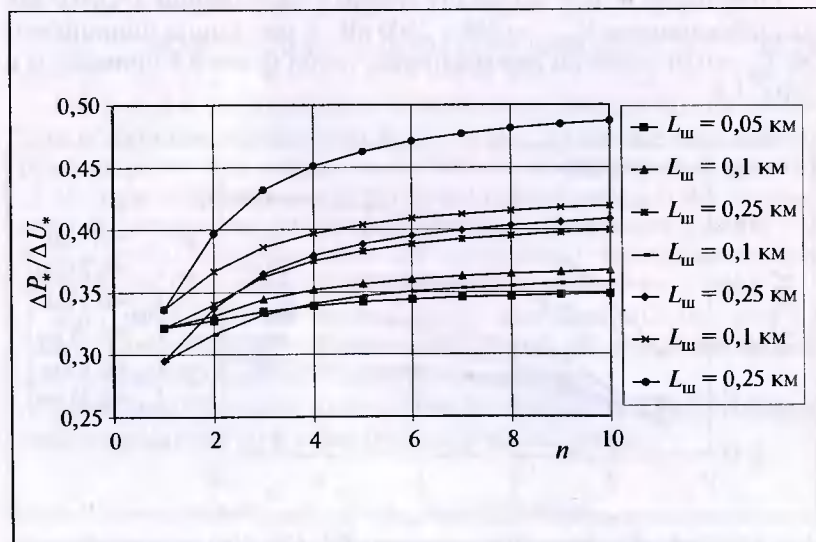


Рис. 3.7. Графики зависимостей отношения $\Delta P^*/\Delta U^* = f(n)$ для трансформаторов $S_{\text{ном.Т}} = 2500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ при различной длине шинпровода $L_{\text{ш}}$

После проведения преобразований с целью исключения числа присоединений (если $n \geq 4$), а также при замене отношений сопротивлений выражениями (3.22) было получено следующее уравнение

$$\frac{\Delta P_*}{\Delta U_*} = (1 + \operatorname{tg}\varphi^2) \frac{0,3S_{\text{НОМ.Т}}^{-0,25} + 0,25L_{\text{Ш}}}{0,3S_{\text{НОМ.Т}}^{0,25} + 0,4L_{\text{Ш}} + \operatorname{tg}\varphi(0,14S_{\text{НОМ.Т}}^{0,08} + 0,1S_{\text{НОМ.Т}}^{0,22}L_{\text{Ш}})} \quad (3.25)$$

Погрешность данного допущения составляет 0,5 – 3,5 % в зависимости от номинальной мощности трансформатора и длины шинпровода.

На рис. 3.8 изображены графики зависимостей соотношения потерь мощности и потерь напряжения $\Delta P_*/\Delta U_*$ от номинальной мощности трансформатора при различной длине шинпровода, рассчитанные по упрощенной формуле (3.25).

Таблица 3.3. Отношения потерь мощности и потерь напряжения $\Delta P_*/\Delta U_*$

Длина шинпровода $L_{\text{Ш}}$, км	Число присоединений n	Номинальная мощность трансформатора $S_{\text{НОМ.Т}}$ кВ · А						
		160	250	400	630	1000	1600	2500
0,01	1	0,576	0,531	0,484	0,441	0,399	0,358	0,322
	4	0,575	0,530	0,485	0,442	0,401	0,361	0,326
	10	0,576	0,532	0,486	0,444	0,403	0,363	0,328
0,05	1	0,576	0,531	0,484	0,441	0,399	0,358	0,322
	4	0,570	0,529	0,486	0,447	0,408	0,372	0,339
	10	0,576	0,535	0,493	0,454	0,417	0,381	0,349
0,1	1	0,576	0,531	0,484	0,441	0,399	0,358	0,322
	4	0,566	0,527	0,488	0,451	0,416	0,382	0,352
	10	0,576	0,538	0,500	0,464	0,430	0,397	0,367
0,15	1	0,576	0,531	0,484	0,441	0,399	0,358	0,322
	4	0,562	0,526	0,490	0,455	0,422	0,390	0,361
	10	0,576	0,540	0,505	0,472	0,440	0,409	0,381
0,25	1	0,576	0,531	0,484	0,441	0,399	0,358	0,322
	4	0,557	0,524	0,491	0,460	0,430	0,401	0,375
	10	0,575	0,544	0,512	0,482	0,453	0,425	0,400

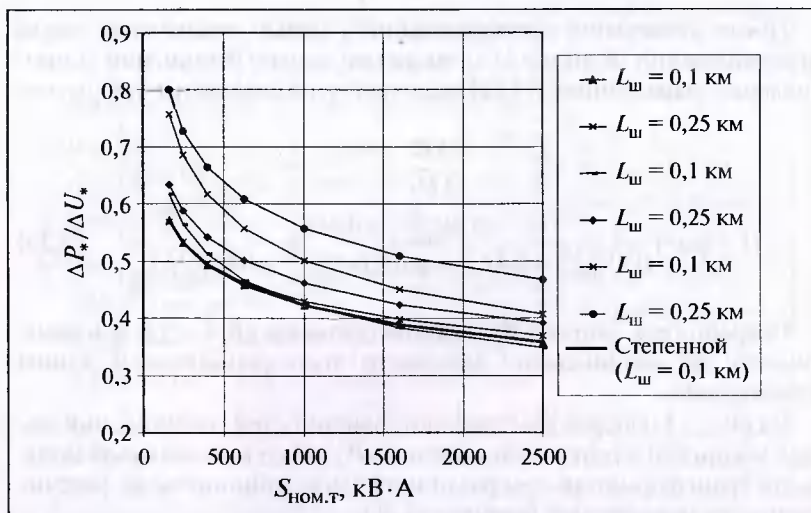


Рис. 3.8. Графики зависимостей соотношения потерь мощности и потерь напряжения $\Delta P_*/\Delta U_*$ в зависимости от номинальной мощности трансформатора при различной длине шинпровода, рассчитанные по упрощенной формуле

Анализ этих зависимостей показывает, что при использовании полученного соотношения потерь мощности и потерь напряжения для практических расчетов пренебрежение номинальной мощностью трансформатора недопустимо, так как данное соотношение для трансформатора $S_{НОМ.Т} = 2500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ составляет 60 % соотношения $\Delta P_*/\Delta U_*$ для трансформатора $S_{НОМ.Т} = 160 \text{ кВ} \cdot \text{А}$. При $\text{tg } \varphi = 0,5 \div 1$ и $L_{ш} > 0,05 \text{ км}$, что практически соответствует реальным $\text{tg } \varphi$ и длинам шинпроводов, имеющим место на промпредприятии, можно предположить, что отношение потерь мощности и потерь напряжения $\Delta P_*/\Delta U_*$ не зависит от длины шинпровода. Аппроксимации отношения $\Delta P_*/\Delta U_*$ определяются выражением

$$\frac{\Delta P_*}{\Delta U_*} = 1,8 S_{НОМ.Т}^{-0,2} \quad (3.26)$$

Погрешность аппроксимации составляет 0,1 – 9 % в зависимости от номинальной мощности трансформатора, длины шинпровода и коэффициента реактивной мощности.

Выводы

1. Для наиболее точного определения потерь мощности по потерям напряжения в магистральной сети, при условии установки вольтметра в конце магистрального шинопровода необходимо знать:

а) активное и реактивное сопротивления трансформатора R_T, X_T и удельные активное и реактивное сопротивления шинопровода $r_{0ш}, x_{0ш}$, т.е. параметры исследуемой магистральной сети, определяемые номинальной мощностью трансформатора $S_{ном.т}$;

б) длину шинопровода $L_{ш}$;

в) количество присоединений к ШМА n ;

г) коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi$.

2. Относительные потери напряжения ΔU_* при количестве присоединений $n \geq 4$ не зависят от n , при этом погрешность составляет 0,5 – 3 %. Анализ зависимостей $\Delta U_* = f(S_{ном.т})$ показал, что потери напряжения ΔU_* не зависят от номинальной мощности трансформатора. Погрешность данного упрощения составляет 1 – 10 %.

3. Проведенные расчеты и построенные графики показали, что потери мощности ΔP_* , потери напряжения ΔU_* и отношения потерь мощности и потерь напряжения $\Delta P_*/\Delta U_*$ возможно принять независимыми от количества присоединений ШМА n при $n \geq 4$. При этом погрешность составляет 0,5 – 3,5 % в зависимости от номинальной мощности трансформатора и длины шинопровода (чем больше длина шинопровода, тем больше погрешность).

4. При коэффициенте реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi = 0,5 \div 1$ и длине шинопровода $L_{ш} \geq 0,05$ км (что соответствует реальным $\operatorname{tg} \varphi$ и $L_{ш}$, имеющим место на промпредприятии) потери мощности в магистральной сети с трансформатором возможно определять по потерям напряжения, зная лишь номинальную мощность понижающего трансформатора, используя следующее соотношение $\Delta P_* = (1,8S_{ном.т}^{-0,2})/\Delta U_*$, при этом погрешность не превышает 9 %.

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

Проведение эксперимента и анализ его результатов

4.1. ПОДБОР ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТА

Целью проводимого эксперимента является проверка сделанного в гл. 2 вывода о возможности определения потерь мощности в радиальных электрических сетях по потерям напряжения, зная лишь параметры этой электрической сети, а именно номинальную мощность понижающего цехового трансформатора.

Потери напряжения, представляющие собой алгебраическую разность значений напряжений в начале и конце электрической сети, могут быть определены как разность показаний вольтметров, установленных в этих точках сети.

Для того, чтобы правильно подобрать измерительный прибор с необходимым классом точности, нужно определить ожидаемый уровень потерь напряжения. Потери напряжения определяются по общеизвестной формуле (см. гл. 2):

$$\Delta U = \frac{P_{\text{н}} R + (Q_{\text{н}} - Q_{\text{БК}}) X}{U_{\text{НОМ}}} \quad (4.1)$$

Так для трансформатора с $S_{\text{НОМ.Т}} = 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ при изменении коэффициента загрузки $k_3 = 0,3 \div 0,9$ и коэффициента реактивной мощности $\text{tg } \varphi = 0,5 \div 0,2$ потери напряжения ΔU изменяются в пределах $1 \div 4,5 \% U_{\text{НОМ}}$. При $k_3 < 0,4$ потери напряжения меньше $1,5 \% U_{\text{НОМ}}$, что является очень малой величиной. Соответственно еще меньшими по отношению к нагрузке $P_{\text{н}}$ будут и потери мощности.

Определив ожидаемый уровень потерь напряжения, проанализируем погрешность измерения этих потерь, которые будут складываться из погрешности измерений каждого из значений напряжения: на шинах РП и на шинах вторичного напряжения трансформатора:

$$-2\Delta U_{\text{погр}} \leq \Delta \Delta U \leq 2\Delta U_{\text{погр}}. \quad (4.2)$$

Как видно из (4.2), погрешность определения потерь напряжения $\Delta \Delta U$ может составить удвоенную погрешность $\Delta U_{\text{погр}}$ измерения напряжения в двух точках (при условии равенства этих погрешностей).

При этом необходимо иметь ввиду, что погрешность измерения, определяемая классом точности прибора, зависит от полной шкалы прибора. При отнесении этой погрешности к номинальному напряжению сети относительное значение погрешности $\delta U_{\text{погр}}$ будет превышать класс точности прибора:

$$\delta U_{\text{погр}} = \frac{\Delta U_{\text{кл}} U_{\text{шк}}}{U_{\text{ном}}}, \quad (4.3)$$

где $\Delta U_{\text{кл}}$ — класс точности прибора; $U_{\text{шк}}$ — полная шкала прибора; $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение.

Так, например, при использовании вольтметра со шкалой 300 В класса точности 1,5 погрешность по классу составляет 4,5 В. Отношение к номинальному напряжению сети 4,5 В/220 В составляет 2 %. Удвоенные погрешности измерения напряжения по концам рассматриваемого участка представляют значительную часть, а иногда бывают соизмеримы с самими потерями напряжения.

Относительная погрешность измерения потерь напряжения, %, в этом случае составляет:

$$\delta \Delta U = \frac{2\Delta U_{\text{кл}} U_{\text{шк}}}{\Delta U U_{\text{ном}}}. \quad (4.4)$$

Как следует из (4.4), погрешность измерения потерь напряжения может превышать сами потери напряжения. Например, при шкале 300 В и классе точности прибора 1,5 в сети 220 В, в которой наблюдаются потери напряжения 2,5 %, в соответствии с (4.3) погрешность определения может достигать 163 %.

Добиваясь нужной точности определения потери напряжения, необходимо оценить класс точности прибора $\Delta U_{\text{кл}}$, который следует использовать для измерения напряжения по концам рассматриваемого участка сети с целью определения потерь мощности при уровне потерь напряжения

$$\Delta U_{\text{кл}} = \frac{\delta \Delta U \Delta U U_{\text{ном}}}{2U_{\text{шк}}}. \quad (4.5)$$

Например, для измерения с точностью 10 % потерь напряжения, значение которых ожидается 3 % в сети 220 В, в соответствии с формулой (4.5) класс точности вольтметра не должен превышать 0,1. Такому классу точности как 0,1 и 0,2 из всех приборов, пригодных для измерения напряжения в цепях переменного тока соответствуют приборы электродинамической системы. Таким образом, для проведения измерений выбираем вольтметры типа Д5055 с конечным значением диапазона измерений 300 В и ценой деления шкалы 1 В.

4.2. ПРЕДСТАВЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭКСПЕРИМЕНТА

Эксперимент проводился в часы утреннего максимума — с 9 до 14 ч. В качестве объекта эксперимента была выбрана одна из трансформаторных подстанций (а именно ТП-206) РП-200 машиностроительного завода, электрическая схема которого изображена на рис. 4.1. На ТП-206 установлена конденсаторная батарея с мощностью $Q_{\text{БК}} = 135$ квар.

Перед началом проведения эксперимента был измерен коэффициент трансформации трансформатора на холостом ходу, который

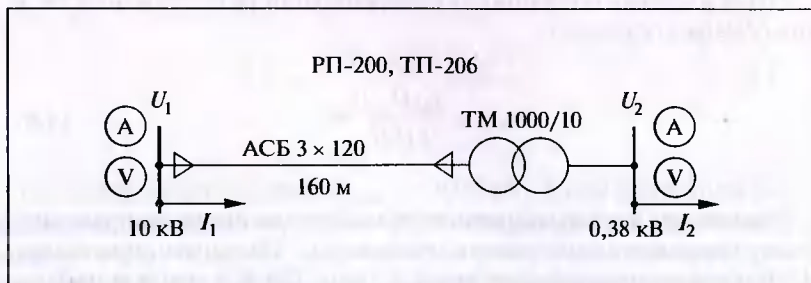


Рис. 4.1. Схема участка электрической сети при проведении измерений токов и напряжений

Таблица 4.1. Результаты измерений токов и напряжений на РП-200, ТП-206

Время	U_1 ИЗМ., В	U_2 ИЗМ., В	I_1 ИЗМ., А	I_2 ИЗМ., А
9	105	229	0,4	0,8
9 : 15	105	227	0,6	1,3
9 : 30	105	225	0,9	1,9
9 : 45	105	223	1,2	2,5
10	105	223	1,6	3,4
10 : 15	105	223	1,4	3
10 : 30	105	223	1,4	2,9
10 : 45	105	224	1,2	2,5
11	105	223	1,2	2,5
11 : 15	105	224	1,1	2,3
11 : 30	105	227	0,6	1,3
11 : 45	105	229	0,4	0,8
12	105	229	0,4	0,8
12 : 15	105	230	0,3	0,6
12 : 30	105	230	0,2	0,4
12 : 45	105	230	0,2	0,4
13	105	229	0,4	0,8
13 : 15	105	227	0,6	1,3
13 : 30	105	226	0,7	1,5
13 : 45	105	226	0,9	1,9



Рис. 4.2. Графики токов и напряжений, полученные по результатам измерений на ТП-206 и РП-200

составил $k_T = 10,5/0,38$. Измерение напряжения на РП осуществлялось через измерительный трансформатор напряжения с коэффициентом трансформации $k_U = 10000/100$; напряжения на шинах вторичного напряжения измерялось непосредственно за трансформатором. Измерение токов, как в питающей линии, так и за трансформатором, осуществлялось через измерительные трансформаторы тока с коэффициентами трансформации $k_I = 150/5$ — на РП и $k_{I2} = 2000/5$ — за трансформатором.

В табл. 4.1 представлены результаты измерения напряжений: U_1 — напряжение на РП; U_2 — фазное напряжение за трансформатором; I_1 — ток на РП; I_2 — ток за трансформатором. Графически результаты измерений изображены на рис. 4.2.

4.3. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ЭКСПЕРИМЕНТА

Напряжение, измеренное на РП, необходимо привести к напряжению 0,38 кВ через $k_T = 10,5/0,38$. Напряжение, измеренное за трансформатором, является фазным, поэтому, чтобы рассчитать потери напряжения, необходимо знать линейное напряжение, которое определяется, как

$$U_{2л} = \sqrt{3}U_{2ф}. \quad (4.6)$$

Для определения потерь мощности необходимо знать реальный ток, который находится, как произведение измеренных токов I_1 и I_2 на коэффициент трансформации K_I и K_{I2} измерительных трансформаторов тока, а именно:

$$I_{\text{реал}} = K_I I_1; \quad I_{2\text{реал}} = K_{I2} I_2. \quad (4.7)$$

В табл. 4.2 представлены приведенные напряжения до трансформатора и за трансформатором и реальные токи в двух исследуемых точках сети.

Расчет потерь мощности, отн. ед., осуществлялся по формуле:

$$\Delta P_* = \frac{3I^2 R}{P_n}, \quad (4.8)$$

где I — ток со стороны ВН трансформатора; R — активное сопротивление сети, приведенное к 10 кВ; P_n — активная мощность нагрузки.

Таблица 4.2. Результаты приведения напряжения к 0,38 кВ, расчета линейного напряжения и реальных токов на ТП-206 и РП-200

Время	$U_{1\text{реал}}, \text{В}$	$U_{2\text{реал}}, \text{В}$	$I_{1\text{реал}}, \text{А}$	$I_{2\text{реал}}, \text{А}$
9	399	396,5	12	320
9 : 15	399	393,2	18	520
9 : 30	399	389,7	27	760
9 : 45	399	386,2	36	1000
10	399	386,2	48	1360
10 : 15	399	386,2	42	1200
10 : 30	399	386,2	42	1160
10 : 45	399	388	36	1000
11	399	386,2	36	1000
11 : 15	399	388	33	920
11 : 30	399	393,2	18	520
11 : 45	399	396,5	12	320
12	399	396,5	12	320
12 : 15	399	398	9	240
12 : 30	399	398	6	160
12 : 45	399	398	6	160
13 :	399	396,6	12	320
13 : 15	399	393,2	18	520
13 : 30	399	391	21	600
13 : 45	399	391	27	760

Таблица 4.3. Значения потерь мощности ΔP_* , потеря напряжения ΔU_* , соотношения потеря мощности и потеря напряжения $\Delta P_*/\Delta U_*$

Время	ΔU_*	ΔP_*	$\Delta P_*/\Delta U_*$
9	0,0066	0,0037	0,56
9 : 15	0,0153	0,0055	0,36
9 : 30	0,0224	0,0092	0,38
9 : 45	0,0337	0,0129	0,38
10	0,0337	0,0164	0,49
10 : 15	0,0337	0,0132	0,39
10 : 30	0,0337	0,0146	0,49
10 : 45	0,0289	0,0116	0,4
11	0,0337	0,0129	0,38
11 : 15	0,0289	0,0123	0,42
11 : 30	0,0153	0,0055	0,36
11 : 45	0,0066	0,0033	0,5
12	0,0066	0,0037	0,56
12 : 15	0,0026	0,0025	0,96
12 : 30	0,0026	0,0017	0,64
12 : 45	0,0063	0,0017	0,59
13	0,0026	0,0037	0,64
13 : 15	0,0153	0,0059	0,39
13 : 30	0,021	0,0067	0,32
13 : 45	0,021	0,0092	0,44

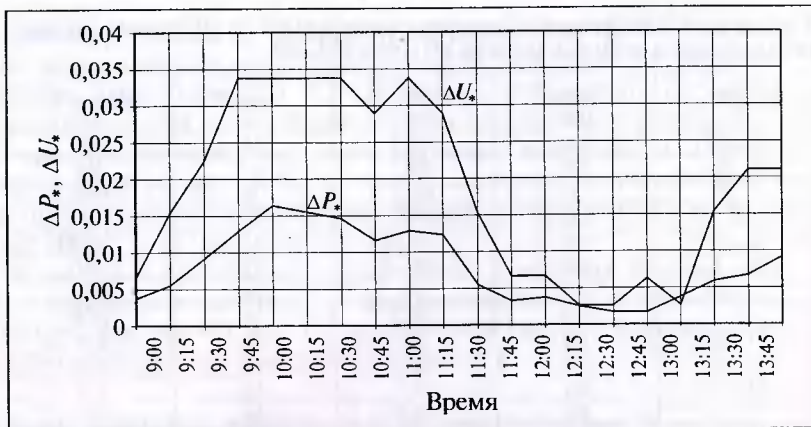


Рис. 4.3. Графики потерь мощности ΔP_* и потерь напряжения ΔU_* , построенные по результатам эксперимента

Потери напряжения, отн. ед., определялись как:

$$\Delta U_* = \frac{U_1 - U_2}{U_{\text{ном}}}, \quad (4.9)$$

где U_1 — напряжение, измеренное на РП; U_2 — напряжение, измеренное за трансформатором; $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение сети 0,38 кВ.

В табл. 4.3 приведены потери напряжения ΔU_* и потери мощности ΔP_* , а также их отношение $\Delta P_*/\Delta U_*$. На рис. 4.3 изображены графики зависимостей потерь мощности ΔP_* и потерь напряжения ΔU_* , построенные по результатам, полученным путем эксперимента.

Анализ табл. 4.3 показывает, что результаты, полученные в 12 : 15, 12 : 30 и 12 : 45 соответствуют коэффициенту загрузки трансформатора, равному 0,15 — 0,25, что меньше 0,4 и поэтому, как было указано выше, рассчитывать потери мощности по предлагаемой методике нецелесообразно. При определении точности проведенного эксперимента эти результаты необходимо исключить. Среднее соотношение потерь мощности и потерь напряжения $\Delta P_*/\Delta U_*$, определенное по результатам эксперимента, составляет 0,436. Теоретически рассчитанное соотношение $\Delta P_*/\Delta U_*$ по предлагаемой методике, а именно при использовании выражения $\Delta P_* = [1,25S_{\text{ном.т}}^{0,15}] \Delta U_*$ (см. гл. 1) составляет 0,444, что отличается от найденного путем эксперимента на 2 %.

4.4. ПОСТРОЕНИЕ УРАВНЕНИЯ ПРЯМОЙ ЛИНИИ СРЕДНЕКВАДРАТИЧНОЙ РЕГРЕССИИ ПО ПОЛУЧЕННЫМ ДАННЫМ

В решаемой задаче требуется установить зависимость случайной величины ΔP_* от другой случайной величины ΔU_* . В результате n независимых опытов получены n пар чисел $(\Delta U_{*1}; \Delta P_{*1})$, $(\Delta U_{*2}; \Delta P_{*2})$, ..., $(\Delta U_{*n}; \Delta P_{*n})$. Найдем по данным эксперимента выборочное уравнение прямой линии среднееквдратичной регрессии, а именно $y = kx + b$. Для проведенного исследования уравнение регрессии имеет следующий вид: $\Delta P_* = k\Delta U_* + b$. Угловым коэффициентом прямой линии регрессии k называют выборочным коэффициентом регрессии ρ_{yx} . Необходимо подобрать параметры ρ_{yx} и b так, чтобы точки $(\Delta U_{*1}; \Delta P_{*1})$, $(\Delta U_{*2}; \Delta P_{*2})$, ..., $(\Delta U_{*n}; \Delta P_{*n})$, построенные по данным наблюдений, на плоскости xOy лежали как можно ближе к прямой линии. Искомые параметры ρ_{yx} и b определяются в соответствии с методом наименьших квадратов по формулам:

$$\rho_{yx} = \frac{n\sum xy - \sum x \sum y}{n\sum x^2 - (\sum x)^2}$$

Для данного эксперимента уравнение регрессии имеет вид:

$$\Delta P_* = 0,408\Delta U_* + 0,001$$

Линия регрессии, построенная по результатам эксперимента и имеющая прямолинейный характер, представлена на рис. 4.4.

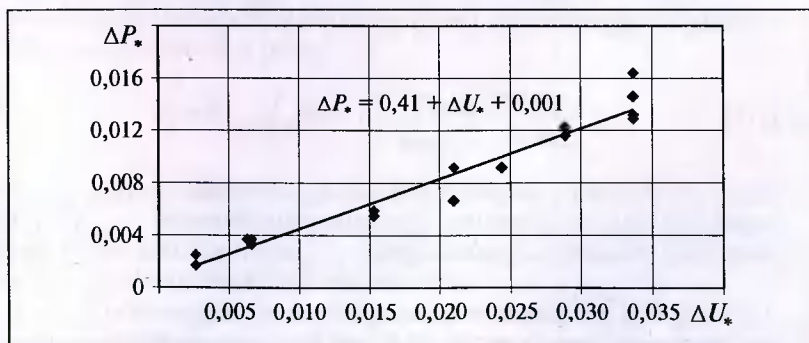


Рис. 4.4. Экспериментальная зависимость потерь мощности ΔP_* от потерь напряжения ΔU_* для участка сети РП-200, ТП-206 и линия регрессии

ВЫВОДЫ

1. Расчеты ожидаемого уровня потерь напряжения для трансформатора 10/0,4 кВ мощностью 1000 кВ·А показали, что при k_3 трансформатора меньше 0,4, потери напряжения меньше 1,5 % $U_{\text{ном}}$. Соответствующие потери мощности при $k_3 < 0,4$ также будут иметь значения меньше 1 % относительно активной нагрузки. Следовательно, определение потерь мощности по результатам измерения потерь напряжения при коэффициенте загрузки трансформатора $k_3 < 0,4$ по предлагаемой методике нецелесообразно вследствие значительной погрешности приборов измерения (вольтметров).

2. Для проведения измерения потерь напряжения ΔU при коэффициенте загрузки трансформатора $k_3 > 0,4$ и последующих расчетов по ним потерь мощности ΔP необходимо применение вольтметра электродинамической системы с классом точности не более 0,2. При этом ожидаемый уровень потерь напряжения должен быть больше 3 % в сетях с фазным напряжением 220 В, с точностью измерения в пределах 10 % потерь напряжения.

3. В результате проведенного эксперимента получено, что при коэффициенте загрузки трансформатора $k_3 > 0,4$ соотношение средних потерь мощности в относительных единицах и средних потерь напряжения в относительных единицах $\Delta P_*/\Delta U_*$ составляет 0,436, что отличается от теоретически рассчитанного по формуле $\Delta P_* = [1,25S_{\text{ном.т}}^{-0,15}] \Delta U_*$ на 2 %.

4. Аппроксимированное уравнение регрессии, связывающее потери мощности ΔP_* и потери напряжения ΔU_* в изложенном выше эксперименте, имеет вид $\Delta P_* = 0,408 \Delta U_* + 0,001$.

ГЛАВА ПЯТАЯ

Определение потерь мощности по потерям напряжения при вероятностном характере задания нагрузки

5.1. ЗАВИСИМОСТЬ КОЭФФИЦИЕНТА РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ $\operatorname{tg} \varphi$ ОТ КОЭФФИЦИЕНТА ЗАГРУЗКИ k_3 АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ

В выражении соотношения потерь мощности и потерь напряжения величиной, случайно изменяющейся во времени, является коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi$ (см. гл. 2). Основными потребителями реактивной мощности на промпредприятии являются асинхронные двигатели (АД).

Реактивная мощность двигателя, потребляемая из сети, определяется реактивной мощностью намагничивания q_0 и реактивной мощностью рассеяния q_p .

Реактивная мощность намагничивания практически не зависит от нагрузки двигателя и равна

$$q_0 = 3U_{\text{ном}} I_x \sin \varphi_0 = \frac{P_{\text{ном}} I_x \sin \varphi_0}{\eta_{\text{ном}} I_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}}}, \quad (5.1)$$

где $U_{\text{ном}}$, $I_{\text{ном}}$ — номинальные фазные значения напряжения и тока статора; $P_{\text{ном}}$ — номинальная полезная мощность на валу, указываемая на заводском щитке; $\eta_{\text{ном}}$ — коэффициент полезного действия; I_x — ток холостого хода электродвигателя.

Для асинхронных двигателей при холостом ходе $\cos \varphi_0 = 0,1 \div 0,3$, чему соответствует $\sin \varphi_0 = 0,99 \div 0,97$. Пренебрегая активной составляющей тока холостого хода двигателя, обусловленной механическими потерями и потерями в стали, можно принять $\sin \varphi_0 \approx 1$.

Реактивная мощность рассеяния АД определяется следующим образом:

$$q_p = \frac{3U_{\text{НОМ}} I_{2\text{НОМ}} \cos \varphi_{\text{НОМ}} k_3^2}{2b_{\text{НОМ}}}, \quad (5.2)$$

где $k_3 = p/p_{\text{НОМ}}$ — коэффициент загрузки АД по активной мощности; $b_{\text{НОМ}}$ — кратность максимального момента, с увеличением которого реактивная мощность рассеяния уменьшается.

Наконец, полная реактивная мощность, потребляемая из сети АД, равна:

$$q = \frac{p_{\text{НОМ}} k_3^2}{2b_{\text{НОМ}}} + 3U_{\text{НОМ}} I_x. \quad (5.3)$$

Расчет полной реактивной мощности АД по (5.3) неточен и в настоящее время наиболее распространенное выражение реактивной нагрузки АД имеет вид:

$$q = (q_{\text{НОМ}} - q_0) k_3^2 + q_0, \quad (5.4)$$

где $q_{\text{НОМ}}$ — номинальная реактивная мощность АД, которая может быть определена по паспортным данным двигателя:

$$q_{\text{НОМ}} = \frac{p_{\text{НОМ}}}{\eta_{\text{НОМ}}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{НОМ}}. \quad (5.5)$$

После некоторых преобразований получим выражение полной реактивной нагрузки, по которому в дальнейшем и будем ее рассчитывать:

$$q = \frac{p_{\text{НОМ}}}{\eta_{\text{НОМ}}} \left[\frac{I_x}{I_{\text{НОМ}} \cos \varphi_{\text{НОМ}}} + k_3^2 \left(\operatorname{tg} \varphi - \frac{I_x}{I_{\text{НОМ}} \cos \varphi_{\text{НОМ}}} \right) \right], \quad (5.6)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\text{НОМ}}$ — коэффициент реактивной мощности, соответствующий $\cos \varphi_{\text{НОМ}}$, указанному на щитке.

Расчеты тока холостого хода для АД серии 4А в диапазоне номинальных мощностей от 0,25 до 250 кВт с числом пар полюсов от 1 до 4 показали, что ток холостого хода изменяется в пределах от 14 до 63 % от номинального тока АД и двигатели малых мощностей имеют значительно большие токи холостого хода. Необходимо отметить, что при числе пар полюсов $n = 4$, ток холостого хода асинхронных

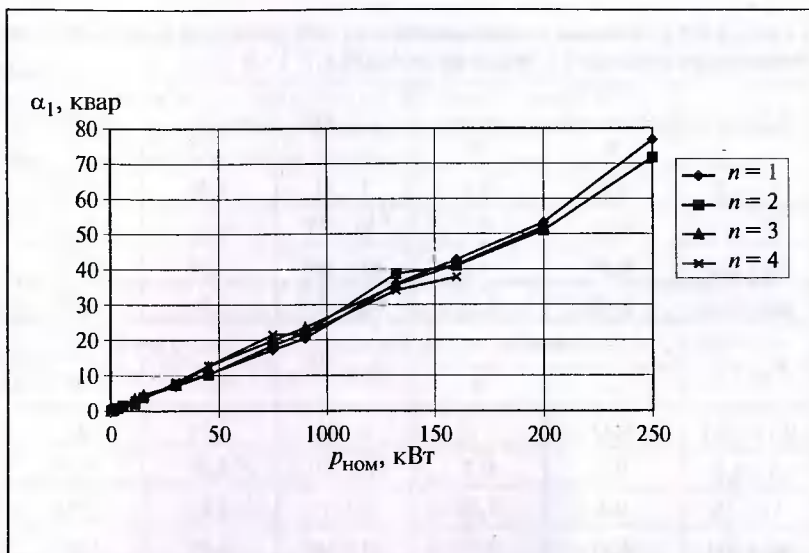


Рис. 5.1. Графики зависимостей коэффициента α_1 от активной номинальной мощности и числа пар полюсов n АД

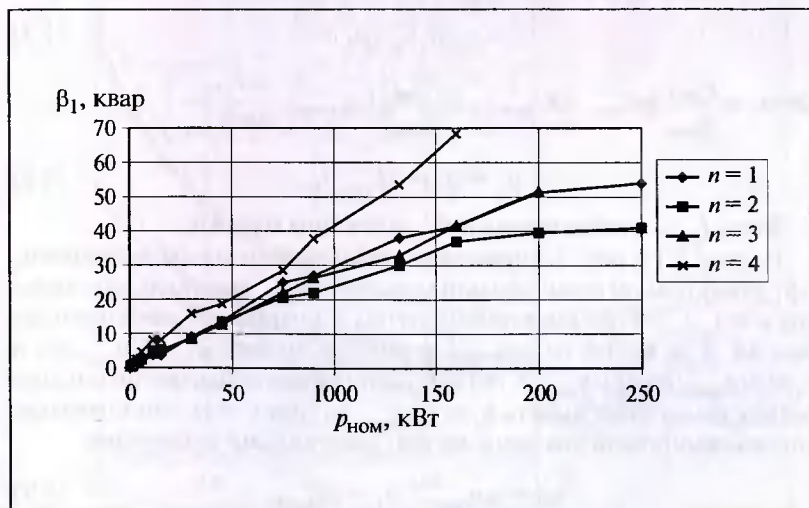


Рис. 5.2. Графики зависимостей коэффициента β_1 от активной номинальной мощности и числа пар полюсов n АД

Таблица 5.1. Значения коэффициентов α и β для двигателей различных групп номинальных мощностей с числом пар полюсов $n = 1 \div 4$

$P_{\text{НОМ}}$, кВт	$n = 1$		$P_{\text{НОМ}}$, кВт	$n = 2$	
	α	β		α	β
1,1 ÷ 3	0,27	0,4	3 ÷ 11	0,26	0,45
5,5 ÷ 11	0,23	0,3	30 ÷ 75	0,24	0,28
30 ÷ 132	0,24	0,3	90 ÷ 160	0,26	0,23
160 ÷ 200	0,27	0,25	200 ÷ 250	0,26	0,18
$P_{\text{НОМ}}$, кВт	$n = 3$		$P_{\text{НОМ}}$, кВт	$n = 4$	
	α	β		α	β
0,75 ÷ 1,1	0,33	0,95	3 ÷ 11	0,24	0,8
3 ÷ 5,5	0,3	0,7	15 ÷ 30	0,26	0,48
11 ÷ 15	0,3	0,36	45 ÷ 75	0,27	0,42
45 ÷ 200	0,26	0,27	90 ÷ 160	0,24	0,42

двигателей в значительной степени выше, чем при других значениях числа пар полюсов.

Для удобства расчетов преобразуем формулу (5.6) в следующую:

$$q = \alpha_1 k_3^2 + \beta_1, \quad (5.7)$$

$$\text{где } \alpha_1 = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\eta_{\text{НОМ}}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{НОМ}} - 3U_{\text{НОМ}} I_{\text{X}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\eta_{\text{НОМ}}} \left(\operatorname{tg} \varphi_{\text{НОМ}} - \frac{I_{\text{X}^*}}{\cos \varphi_{\text{НОМ}}} \right);$$

$$\beta_1 = q_0 = 3U_{\text{НОМ}} I_{\text{X}}. \quad (5.8)$$

Здесь I_{X^*} — относительный ток холостого хода АД.

На рис. 5.1 и рис. 5.2 приведены зависимости коэффициентов α_1 и β_1 для активной номинальной мощности $P_{\text{НОМ}}$ при числе пар полюсов $n = 1, 2, 3, 4$ для короткозамкнутых асинхронных двигателей серии 4А. Как видно из рис. 5.1 и рис. 5.2 кривые $\alpha_1 = f(P_{\text{НОМ}}, n)$ и $\beta_1 = f(P_{\text{НОМ}}, n)$ при $P_{\text{НОМ}} < 160$ кВт располагаются близко друг от друга (исключая зависимость $\beta_1 = f(P_{\text{НОМ}}, n)$ при $n = 4$), что позволяет аппроксимировать эти зависимости следующими формулами:

$$\alpha_1 = \alpha P_{\text{НОМ}}; \quad \beta_1 = \beta P_{\text{НОМ}}, \quad (5.9)$$

где значения коэффициентов α и β приведены в табл. 5.1 в зависимости от $P_{\text{НОМ}}$ и n . Как видно из табл. 5.1, коэффициент α изменяется

в узких пределах от 0,24 до 0,3, а коэффициент β изменяется в более широких пределах $0,25 \div 1$, причем погрешность в расчетах при аппроксимации лежит в допустимых пределах (около 4 %).

Коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi$ зависит от k_3 АД и определяется следующим выражением:

$$\operatorname{tg} \varphi = \alpha k_3 + \frac{\beta}{k_3}. \quad (5.10)$$

Таким образом, если $q = p_{\text{НОМ}}(\alpha k_3^2 + \beta)$, $p = p_{\text{НОМ}} k_3$, тогда соотношение потерь мощности и потерь напряжения в зависимости от коэффициента загрузки, т.е. от величины, изменяющейся по вероятностному закону, будет иметь вид:

$$\frac{\Delta P_*}{\Delta U_*} = \frac{1 + \left(\alpha k_3 + \frac{\beta}{k_3} \right)^2 (1 - C)^2}{1 + \varepsilon \left(\alpha k_3 + \frac{\beta}{k_3} \right) (1 - C)}. \quad (5.11)$$

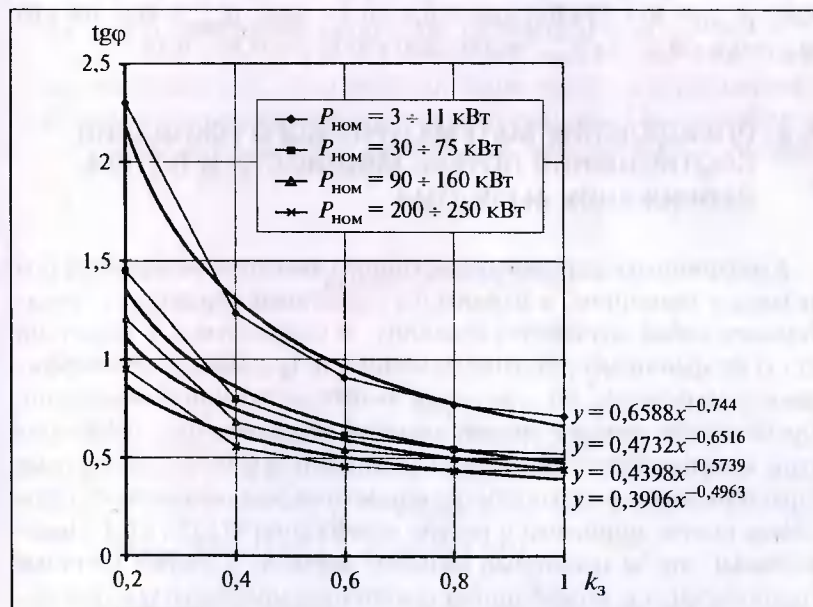


Рис. 5.3. Графики зависимостей коэффициента реактивной мощности от коэффициента загрузки для АД различных групп мощностей

Далее возникает необходимость в анализе выражения (5.10), т.е. определить как изменяется $\operatorname{tg} \varphi$ при изменении $k_3 = 0,2 \div 1$ для АД различных групп мощностей. Для проведения расчетов выбраны АД с количеством пар полюсов $n = 2$. Расчеты показали, что асинхронные двигатели малой мощности ($p_{\text{НОМ}} = 3 \div 11$ кВт) имеют наибольший диапазон изменения $\operatorname{tg} \varphi$ при изменении $k_3 = 0,2 \div 1$.

На рис. 5.3 представлены графики зависимостей $\operatorname{tg} \varphi = f(k_3)$ для АД различных групп мощностей. Из рис. 5.3 видно, что наибольший скачок $\operatorname{tg} \varphi$ происходит при изменении k_3 от 0,2 до 0,4, причем диапазон этого скачка $\operatorname{tg} \varphi$ уменьшается при переходе от АД малой мощности к АД средней и далее к АД большой мощности, а именно: для $p_{\text{НОМ}} = 3 \div 11$ кВт $\operatorname{tg} \varphi = 2,3 \div 1,2$; для $p_{\text{НОМ}} = 30 \div 75$ кВт $\operatorname{tg} \varphi = 1,4 \div 0,8$; для $p_{\text{НОМ}} = 90 \div 160$ кВт $\operatorname{tg} \varphi = 1,2 \div 0,7$; для $p_{\text{НОМ}} = 200 \div 250$ кВт $\operatorname{tg} \varphi = 0,95 \div 0,55$. При увеличении $k_3 = 0,4 \div 1$ изменение $\operatorname{tg} \varphi$ происходит менее резко, причем степень этого изменения (уменьшения) значительно уменьшается при увеличении номинальной мощности АД, а именно: для $p_{\text{НОМ}} = 3 \div 11$ кВт $\operatorname{tg} \varphi = 1,2 \div 0,7$; для $p_{\text{НОМ}} = 30 \div 75$ кВт $\operatorname{tg} \varphi = 0,8 \div 0,5$; для $p_{\text{НОМ}} = 90 \div 160$ кВт $\operatorname{tg} \varphi = 0,7 \div 0,5$; для $p_{\text{НОМ}} = 200 \div 250$ кВт $\operatorname{tg} \varphi = 0,55 \div 0,44$.

5.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО ОЖИДАНИЯ СООТНОШЕНИЯ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ПОТЕРЬ НАПРЯЖЕНИЯ $M [\Delta P_*/\Delta U_*]$

Коэффициент загрузки асинхронного двигателя не является постоянной величиной, а изменяется случайным образом, т.е. представляет собой случайную величину. В соответствии с формулой (5.11) коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi$ зависит от коэффициента загрузки k_3 АД, т.е. также является случайной величиной. Представляет интерес оценка влияния вероятностных характеристик коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi$ на вероятностные характеристики, в частности, на математическое ожидание соотношения потерь мощности и потерь напряжения $M [\Delta P_*/\Delta U_*]$. Предположим, что за некоторый интервал времени T график нагрузки стационарен, т.е. коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi$ при номинальном напряжении обладает свойством стационарности, степень компенсации реактивной мощности S постоянна. Тогда мате-

математическое ожидание соотношения потерь мощности и потерь напряжения определяется формулой

$$\begin{aligned}
 M\left[\frac{\Delta P_*}{\Delta U_*}\right] &= \frac{1}{T} \int \frac{1 + \operatorname{tg}\varphi^2(1-C)^2}{1 + \varepsilon \operatorname{tg}\varphi(1-C)} dt = \\
 &= \frac{1}{T} \int \frac{\operatorname{tg}\varphi^2(1-C)^2}{1 + \varepsilon \operatorname{tg}\varphi(1-C)} dt + \frac{1}{T} \int \frac{1}{1 + \varepsilon \operatorname{tg}\varphi(1-C)} dt = \\
 &= \frac{1}{T} \int \frac{\operatorname{tg}\varphi(1-C)}{\varepsilon} dt - \frac{1}{T} \int \frac{1}{\varepsilon^2} dt + \\
 &\quad + \frac{1}{T} \int \frac{1}{\varepsilon^2(1 + \varepsilon \operatorname{tg}\varphi(1-C))} dt + \frac{1}{T} \int \frac{1}{1 + \varepsilon \operatorname{tg}\varphi(1-C)} dt = \\
 &= \frac{1-C}{\varepsilon} M[\operatorname{tg}\varphi] - \frac{1}{\varepsilon^2} + \frac{1+\varepsilon^2}{\varepsilon^2} M\left[\frac{1}{1 + \varepsilon \operatorname{tg}\varphi(1-C)}\right]. \quad (5.12)
 \end{aligned}$$

Математическое ожидание функции случайной величины коэффициента реактивной мощности, т.е. $M[\operatorname{tg}\varphi]$ и $M\left[\frac{1}{1 + \varepsilon \operatorname{tg}\varphi(1-C)}\right]$, можно определить, если известен закон распределения случайной величины коэффициента реактивной мощности. Предположим, что случайная величина $\operatorname{tg}\varphi$ равномерно распределена в интервале $[\operatorname{tg}\varphi_1, \operatorname{tg}\varphi_2]$, тогда:

$$M[\operatorname{tg}\varphi] = \frac{\operatorname{tg}\varphi_2 + \operatorname{tg}\varphi_1}{2}; \quad (5.13)$$

$$\begin{aligned}
 M\left[\frac{1}{1 + \varepsilon \operatorname{tg}\varphi(1-C)}\right] &= \int_{\operatorname{tg}\varphi_1}^{\operatorname{tg}\varphi_2} \frac{1}{1 + \varepsilon \operatorname{tg}\varphi(1-C)} \frac{1}{\operatorname{tg}\varphi_2 - \operatorname{tg}\varphi_1} d\operatorname{tg}\varphi = \\
 &= \frac{1}{\operatorname{tg}\varphi_2 - \operatorname{tg}\varphi_1} \frac{1}{\varepsilon(1-C)} \ln \frac{1 + \varepsilon \operatorname{tg}\varphi_2(1-C)}{1 + \varepsilon \operatorname{tg}\varphi_1(1-C)}. \quad (5.14)
 \end{aligned}$$

Следовательно, при условии равномерного закона распределения коэффициента реактивной мощности математическое ожида-

ние соотношения потерь мощности и потерь напряжения равно:

$$M \left[\frac{\Delta P_*}{\Delta U_*} \right] = \frac{1 - C \operatorname{tg} \varphi_1 + \operatorname{tg} \varphi_2}{\varepsilon} - \frac{1}{\varepsilon^2} + \frac{1 + \varepsilon^2}{\varepsilon^3 (\operatorname{tg} \varphi_2 - \operatorname{tg} \varphi_1) (1 - C)} \ln \frac{1 + \varepsilon \operatorname{tg} \varphi_2 (1 - C)}{1 + \varepsilon \operatorname{tg} \varphi_1 (1 - C)}. \quad (5.15)$$

Отметим, что при равномерном законе распределения имеет место наибольшее из всех возможных законов распределения дисперсия, следовательно, и $M[\Delta P_*/\Delta U_*]$ будет в этом случае наибольшим из возможных.

Для того, чтобы исследовать математическое ожидание соотношения потерь мощности и потерь напряжения $M[\Delta P_*/\Delta U_*]$ необходимо определиться с диапазоном изменения $M[\operatorname{tg} \varphi]$. Расчеты показали, что наибольшие возможные диапазоны изменения $\operatorname{tg} \varphi$ следующие: $\operatorname{tg} \varphi_1 = 2,3 \div 0,95$ (при $k_3 = 0,2$) и $\operatorname{tg} \varphi_2 = 0,7 \div 0,44$ (при $k_3 = 1$). При таких границах изменения $\operatorname{tg} \varphi_1$ и $\operatorname{tg} \varphi_2$ среднеквадратичное отклонение (с.к.о.) $\operatorname{tg} \varphi$ может изменяться $\sigma[\operatorname{tg} \varphi] = 0 \div 0,4$. При $\sigma = 0$ и вышеизложенных диапазонах изменения $\operatorname{tg} \varphi_1$ и $\operatorname{tg} \varphi_2$ математическое ожидание $\operatorname{tg} \varphi$ имеет следующие значения $M[\operatorname{tg} \varphi] = 0,7 \div 0,44$; при $\sigma[\operatorname{tg} \varphi] = 0,1$ $M[\operatorname{tg} \varphi] = 0,87 \div 0,61$; при $\sigma[\operatorname{tg} \varphi] = 0,2$ $M[\operatorname{tg} \varphi] = 1,05 \div 0,79$; при $\sigma[\operatorname{tg} \varphi] = 0,3$ $M[\operatorname{tg} \varphi] = 1,22 \div 0,96$; при $\sigma[\operatorname{tg} \varphi] = 0,4$ $M[\operatorname{tg} \varphi] = 1,4 \div 1,13$.

С помощью ПЭВМ были проведены расчеты математического ожидания соотношения потерь мощности и потерь напряжения $M[\Delta P_*/\Delta U_*] = 0$ для сети, содержащей только трансформатор и для сети, содержащей кабель, трансформатор, шинопровод (при наибольшей возможной длине кабеля $L_k = 1$ км, шинопровода $L_{ш} = 0,1$ км), для трансформаторов различных номинальных мощностей $S_{\text{ном.т}} = 160 \div 2500$ кВ · А для различных степеней компенсации реактивной мощности $C = 0 \div 0,75$, при изменении $M[\operatorname{tg} \varphi] = 0,44 \div 1,4$, соответствующем $\sigma[\operatorname{tg} \varphi] = 0 \div 0,4$.

На рис. 5.4 – 5.7 изображены графики зависимостей $M[\Delta P_*/\Delta U_*] = f(M[\operatorname{tg} \varphi])$ для сети, содержащей только трансформатор при вышеперечисленных условиях. Анализ данных зависимостей показывает, что без компенсации реактивной мощности ($C = 0$) $M[\Delta P_*/\Delta U_*]$ при $M[\operatorname{tg} \varphi] = 0,44 \div 0,8$ немного уменьшается, а затем увеличивается, т.е. имеет при определенном значении $M[\operatorname{tg} \varphi]$ минимум, причем при увеличении $S_{\text{ном.т}}$ этот минимум сме-

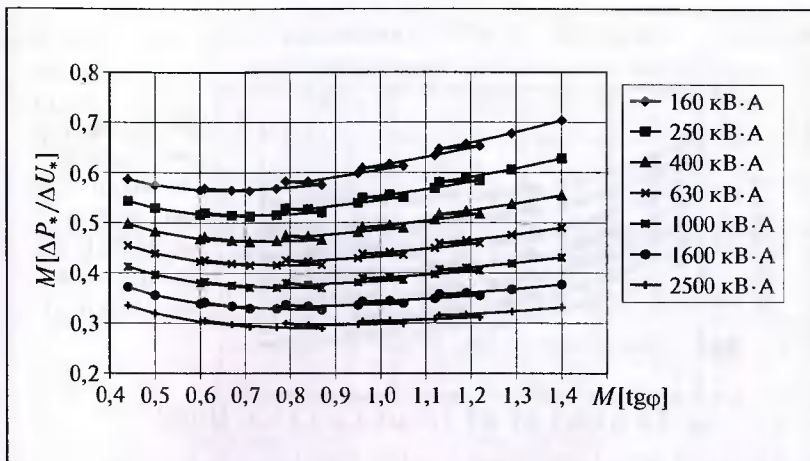


Рис. 5.4. Графики зависимостей математического ожидания соотношения потерь мощности и потерь напряжения $M[\Delta P^*/\Delta U^*]$ для сети, содержащей только трансформатор $S_{\text{ном.т}} = 160 \div 2500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ для степени компенсации реактивной мощности $C = 0$, при изменении $\sigma[\text{tg}\varphi] = 0 \div 0,4$

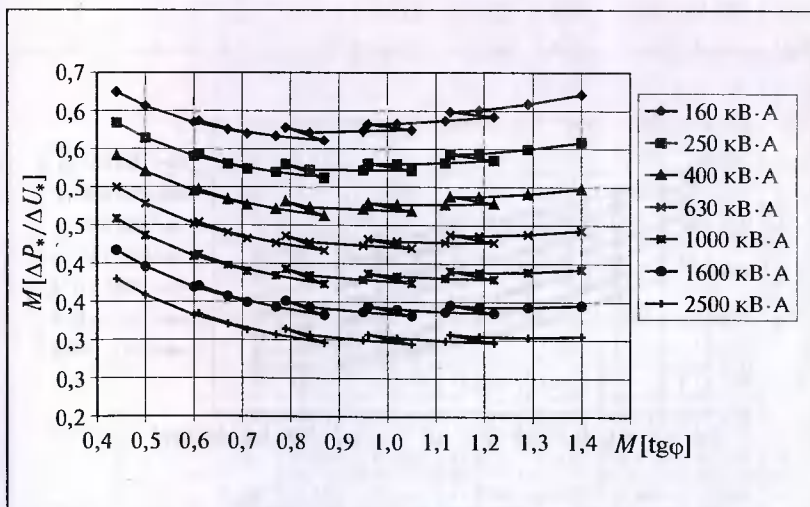


Рис. 5.5. Графики зависимостей математического ожидания соотношения потерь мощности и потерь напряжения $M[\Delta P^*/\Delta U^*]$ для сети, содержащей только трансформатор, $S_{\text{ном.т}} = 160 \div 2500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ для степени компенсации реактивной мощности $C = 0,25$, при изменении $\sigma[\text{tg}\varphi] = 0 \div 0,4$

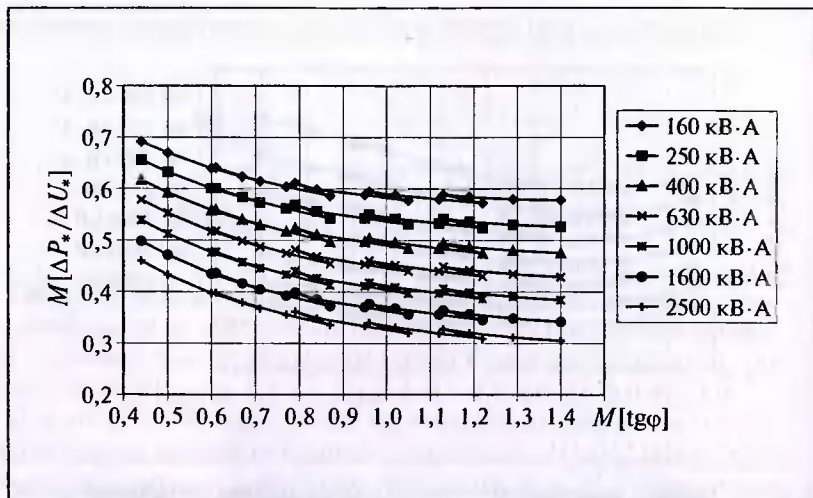


Рис. 5.6. Графики зависимостей математического ожидания соотношения потерь мощности и потерь напряжения $M[\Delta P_*/\Delta U_*]$ для сети, содержащей только трансформатор $S_{\text{ном.т}} = 160 \div 2500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ для степени компенсации реактивной мощности $C = 0,5$, при изменении $\sigma[\text{tg}\varphi] = 0 \div 0,4$

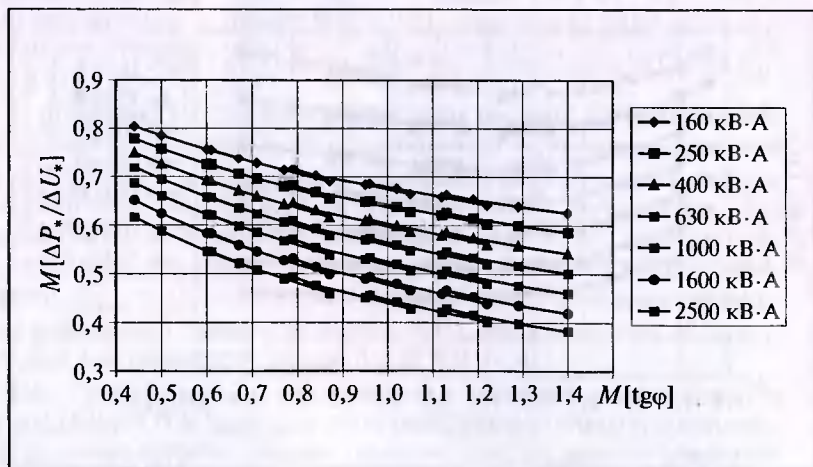


Рис. 5.7. Графики зависимостей математического ожидания соотношения потерь мощности и потерь напряжения $M[\Delta P_*/\Delta U_*]$ для сети, содержащей только трансформатор $S_{\text{ном.т}} = 160 \div 2500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ для степени компенсации реактивной мощности $C = 0,75$, при изменении $\sigma[\text{tg}\varphi] = 0 \div 0,4$

щается в сторону увеличения $M[\text{tg } \varphi]$. Диапазоны изменения $M[\Delta P_*/\Delta U_*]$ для трансформаторов различных номинальных мощностей $S_{\text{НОМ.Т}} = 160 \div 2500$ кВ · А следующие: при $M[\text{tg } \varphi] = 0,44$ $M[\Delta P_*/\Delta U_*] = 0,59 \div 0,34$; при $M[\text{tg } \varphi] = 1,4$ $M[\Delta P_*/\Delta U_*] = 0,7 \div 0,33$. При степени компенсации $C = 0,25$ $M[\Delta P_*/\Delta U_*]$ также

Таблица 5.2. Значения математического ожидания соотношения потерь мощности и потерь напряжения $M[\Delta P_*/\Delta U_*]$ для трансформаторов

$\sigma[\text{tg } \varphi]$	C	M[$\text{tg } \varphi$]	M[$\Delta P_*/\Delta U_*$] при $S_{\text{НОМ.Т}}$, кВ · А						
			160	250	400	630	1000	1600	2500
0	0	0,44	0,587	0,543	0,498	0,455	0,413	0,372	0,335
		0,5	0,575	0,530	0,483	0,439	0,397	0,356	0,320
		0,6	0,565	0,517	0,468	0,423	0,380	0,339	0,303
		0,71	0,564	0,513	0,462	0,415	0,371	0,329	0,293
	0,5	0,44	0,691	0,656	0,617	0,579	0,539	0,498	0,460
		0,5	0,669	0,632	0,592	0,553	0,512	0,471	0,433
		0,6	0,639	0,600	0,558	0,517	0,476	0,435	0,397
		0,71	0,614	0,573	0,529	0,487	0,446	0,405	0,367
0,2	0	0,79	0,582	0,529	0,475	0,426	0,380	0,337	0,300
		0,84	0,582	0,527	0,473	0,424	0,377	0,334	0,296
		0,95	0,598	0,539	0,482	0,430	0,381	0,336	0,298
		1,05	0,613	0,551	0,490	0,436	0,386	0,339	0,300
	0,5	0,79	0,611	0,569	0,524	0,482	0,440	0,399	0,362
		0,84	0,599	0,556	0,511	0,469	0,427	0,386	0,349
		0,95	0,588	0,543	0,497	0,454	0,411	0,370	0,334
		1,05	0,577	0,531	0,484	0,440	0,397	0,356	0,320
0,4	0	1,13	0,647	0,581	0,517	0,460	0,407	0,358	0,316
		1,19	0,657	0,589	0,523	0,465	0,410	0,360	0,318
		1,29	0,678	0,606	0,537	0,476	0,419	0,367	0,323
		1,4	0,704	0,628	0,555	0,490	0,431	0,377	0,332
	0,5	1,13	0,589	0,542	0,494	0,450	0,406	0,365	0,328
		1,19	0,584	0,536	0,487	0,442	0,399	0,357	0,321
		1,29	0,579	0,530	0,480	0,434	0,390	0,349	0,312
		1,4	0,577	0,527	0,475	0,429	0,384	0,342	0,305

имеет минимум, как и при $C = 0$, однако увеличение математического ожидания соотношения потерь мощности и потерь напряжения $M[\Delta P_*/\Delta U_*]$ происходит менее ярко выражено, а уменьшение более значительное, что видно из диапазонов изменения $M[\Delta P_*/\Delta U_*]$, а именно: при $M[\text{tg } \varphi] = 0,44$ $M[\Delta P_*/\Delta U_*] = 0,62 \div 0,38$; при $M[\text{tg } \varphi] = 1,4$ $M[\Delta P_*/\Delta U_*] = 0,62 \div 0,31$.

При больших степенях компенсации реактивной мощности $C = 0,5$ и $C = 0,75$ зависимости $M[\Delta P_*/\Delta U_*] = f(M[\text{tg } \varphi])$ минимума не имеют, а уменьшаются при увеличении $M[\text{tg } \varphi] = 0,44 \div 1,4$, причем степень уменьшения, т.е. угол наклона увеличивается с увеличением степени компенсации C , а именно при $C = 0,5$ для трансформатора $S_{\text{ном.т}} = 160 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ $M[\Delta P_*/\Delta U_*] = 0,69 \div 0,58$, а при $C = 0,75$ $M[\Delta P_*/\Delta U_*] = 0,8 \div 0,63$; для трансформатора $S_{\text{ном.т}} = 2500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ при $C = 0,5$ $M[\Delta P_*/\Delta U_*] = 0,45 \div 0,3$, а при $C = 0,75$ $M[\Delta P_*/\Delta U_*] = 0,62 \div 0,38$. Угол наклона исследуемых зависимостей немного увеличивается не только с увеличением C , но и с увеличением номинальной мощности трансформатора.

В табл. 5.2 приведены значения математического ожидания соотношения потерь мощности и потерь напряжения для различных степеней компенсации реактивной мощности и для трансформаторов различных номинальных мощностей, причем среднеквадратичное отклонение $\sigma[\text{tg } \varphi]$ соответствует равномерному закону распределения.

На рис. 5.8 – 5.11 представлены графики зависимостей $M[\Delta P_*/\Delta U_*] = f(M[\text{tg } \varphi])$ для сети, содержащей кабель, трансформатор и шинопровод (при наибольшей длине кабеля $L_{\text{к}} = 1 \text{ км}$ и шинопровода $L_{\text{ш}} = 0,1 \text{ км}$), при различных степенях компенсации реактивной мощности, для трансформаторов различных номинальных мощностей $S_{\text{ном.т}} = 160 \div 2500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

Характер полученных зависимостей аналогичен характеру зависимостей, построенных для сети, содержащей только трансформатор, однако данные кривые располагаются, во-первых, несколько выше по сравнению с кривыми для сети только с трансформатором при аналогичных условиях и, во-вторых, диапазоны изменения $M[\Delta P_*/\Delta U_*]$ при определенном значении $M[\text{tg } \varphi]$ для трансформаторов различных номинальных мощностей меньше, а именно: при $C = 0$: $M[\text{tg } \varphi] = 0,44$ и $S_{\text{ном.т}} = 160 \div 2500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ $M[\Delta P_*/\Delta U_*] = 0,61 \div 0,48$, при $M[\text{tg } \varphi] = 1,4$ $M[\Delta P_*/\Delta U_*] = 0,74 \div 0,52$; при $C = 0,25$: $M[\text{tg } \varphi] = 0,44$, $M[\Delta P_*/\Delta U_*] = 0,65 \div 0,52$, $M[\text{tg } \varphi] = 1,4$ $M[\Delta P_*/\Delta U_*] = 0,65 \div 0,47$.

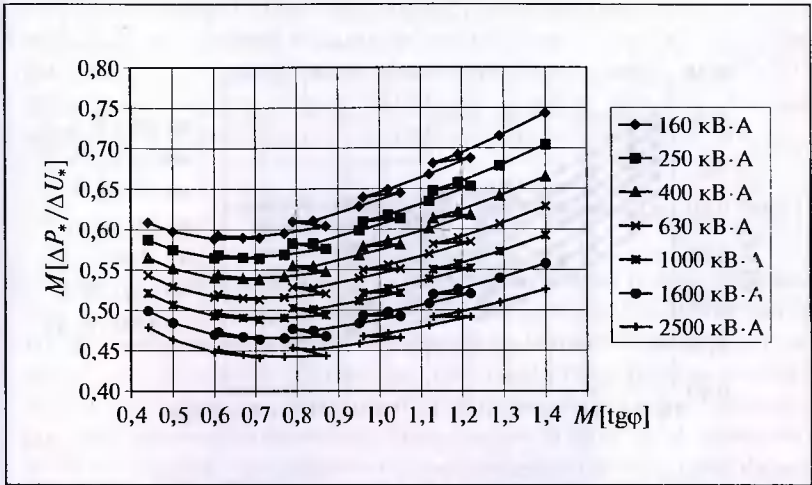


Рис. 5.8. Графики зависимостей $M[\Delta P_*/\Delta U_*] = f(M[\text{tg}\varphi])$ для сети, содержащей кабель, трансформатор $S_{\text{ном.т}} = 160 \div 2500$ кВ · А и шинопровод (при наибольшей длине кабеля $L_{\text{к}} = 1$ км и шинопровода $L_{\text{ш}} = 0,1$ км) для степени компенсации реактивной мощности $C = 0$

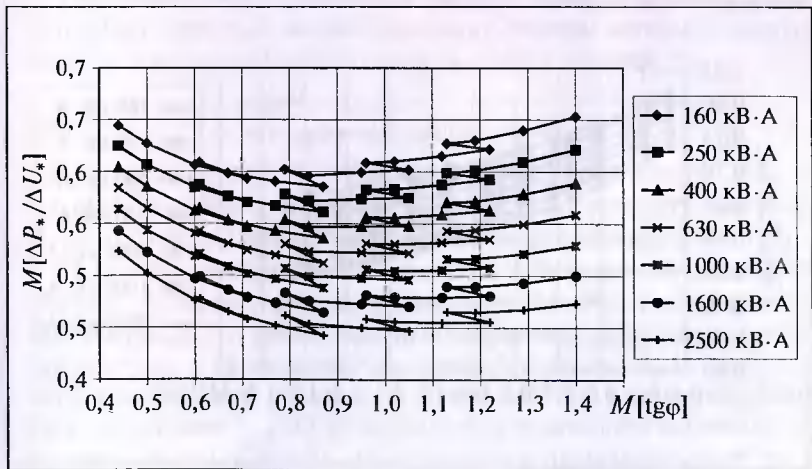


Рис. 5.9. Графики зависимостей $M[\Delta P_*/\Delta U_*] = f(M[\text{tg}\varphi])$ для сети, содержащей кабель, трансформатор $S_{\text{ном.т}} = 160 \div 2500$ кВ · А и шинопровод (при наибольшей длине кабеля $L_{\text{к}} = 1$ км и шинопровода $L_{\text{ш}} = 0,1$ км) для степени компенсации реактивной мощности $C = 0,25$

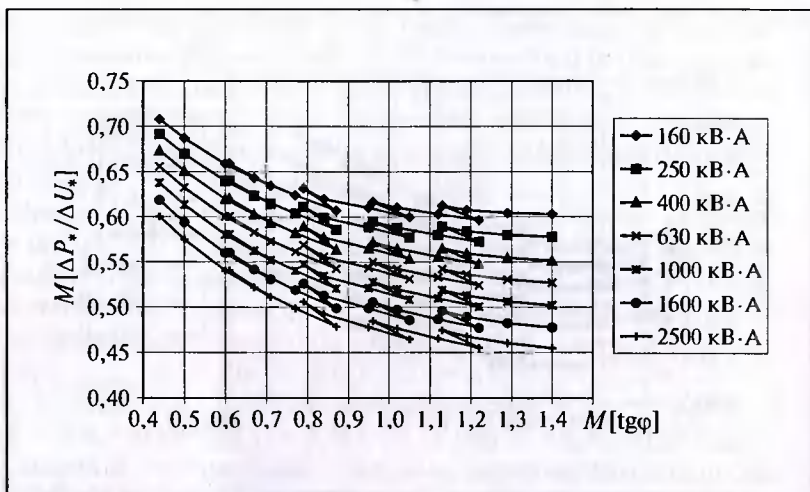


Рис. 5.10. Графики зависимостей $M[\Delta P^*/\Delta U^*] = f(M[\text{tg}\varphi])$ для сети, содержащей кабель, трансформатор $S_{\text{ном.т}} = 160 \div 2500$ кВ · А и шинпровод (при наибольшей длине кабеля $L_k = 1$ км и шинпровода $L_{\text{ш}} = 0,1$ км) для степени компенсации реактивной мощности $C = 0,5$

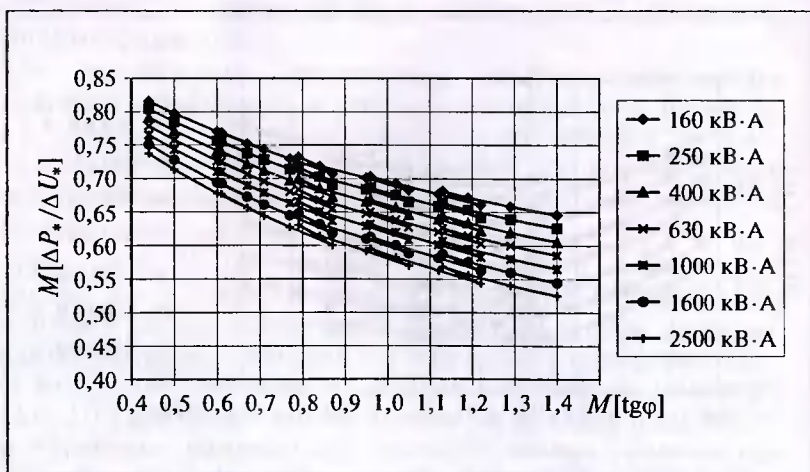


Рис. 5.11. Графики зависимостей $M[\Delta P^*/\Delta U^*] = f(M[\text{tg}\varphi])$ для сети, содержащей кабель, трансформатор $S_{\text{ном.т}} = 160 \div 2500$ кВ · А и шинпровод (при наибольшей длине кабеля $L_k = 1$ км и шинпровода $L_{\text{ш}} = 0,1$ км) для степени компенсации реактивной мощности $C = 0,75$

Таким образом, зная мощность трансформатора, степень компенсации реактивной мощности, математические ожидания коэффициента реактивной мощности нагрузки и потерь напряжения $M[\Delta U_*]$ на участке сети за некоторый период времени T можно определить математическое ожидание потерь мощности, отн. ед.:

$$M[\Delta P_*] = M[\Delta P_*/\Delta U_*] M[\Delta U_*]. \quad (5.16)$$

Математическое ожидание (среднее значение) потерь напряжения определяется по достаточно распространенным в настоящее время приборам контроля показателей качества напряжения, измеряющим с достаточной степенью точности статистические показатели установившихся отклонений напряжения в узлах. Определив средние значения отклонений напряжения в двух узлах, например, $M[\delta U_{*0}]$ и $M[\delta U_{*i}]$, связанных электрической сетью с трансформатором, можно определить среднее значение потерь напряжения:

$$M[\Delta U_{*0-i}] = M[\delta U_{*0}] - M[\delta U_{*i}] - \delta U_{*отв}, \quad (5.17)$$

где $\Delta U_{*отв}$ — добавка напряжения на трансформаторе 10(6)/0,4 кВ.

Определив по (5.16) значение средних потерь мощности в относительных единицах, можно рассчитать потери активной электроэнергии в именованных единицах за период времени T :

$$\Delta \mathcal{E} = M[\Delta P_*] M[P_H] T, \quad (5.18)$$

где $M[P_H]$ — среднее значение активной мощности нагрузки трансформатора за тот же период в именованных единицах (см. гл. 2).

Например, имеем трансформатор с номинальной мощностью 1000 кВ · А, средней активной нагрузкой 324 кВт, средней реактивной нагрузкой 270 квар, средний коэффициент реактивной мощности нагрузки 0,85, мощность батарей конденсаторов 135 квар, степень компенсации реактивной мощности 0,5, среднеквадратическое отклонение (с.к.о.) коэффициента реактивной мощности 0,2, среднее значение потерь напряжения в трансформаторе за 5 ч 0,018 отн. ед. Тогда по табл. 5.2 математическое ожидание соотношения потерь мощности и потерь напряжения $M[\Delta P_*/\Delta U_*] = 0,427$ и $M[\Delta P_*] = 0,018 \cdot 0,427 = 0,0078$.

Следовательно, среднее значение потерь мощности в именованных единицах:

$$M[\Delta P] = 0,0078 \cdot 324 = 2,53 \text{ кВт.}$$

Потери активной электроэнергии от протекания тока (нагрузочные потери) за 5 ч:

$$\Delta \mathcal{E} = 2,53 \cdot 5 = 12,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

ВЫВОДЫ

1. Установлено, что в выражении соотношения потерь мощности и потерь напряжения $M[\Delta P_*/\Delta U_*]$ величиной, изменяющейся случайным образом, является коэффициент реактивной мощности $\text{tg } \varphi$ асинхронного двигателя, который в свою очередь зависит от коэффициента загрузки k_3 , также изменяющегося по вероятностному закону.

2. Зависимость коэффициента реактивной мощности $\text{tg } \varphi$ от коэффициента загрузки k_3 различно для различных групп мощностей АД, т.е. определяется номинальной мощностью АД $P_{\text{ном}}$ и числом пар полюсов n .

3. Получено расчетное выражение для определения математического ожидания соотношения потерь мощности и потерь напряжения, а также исследовано влияние математического ожидания коэффициента реактивной мощности на математическое ожидание соотношения потерь мощности и потерь напряжения. Для равномерного закона распределения $\text{tg } \varphi$ $M[\Delta P_*/\Delta U_*]$ определяется диапазоном изменения $\text{tg } \varphi$ за рассмотренный период времени, отношением X/R и степенью компенсации реактивной мощности.

4. Проведенные на ПЭВМ расчеты показали, что характер зависимостей $M[\Delta P_*/\Delta U_*] = f(M[\text{tg } \varphi])$ различен для различных степеней компенсации реактивной мощности C : при $C = 0$ и $C = 0,25$ зависимости $M[\Delta P_*/\Delta U_*] = f(M[\text{tg } \varphi])$ сначала уменьшается, а потом увеличиваются, т.е. имеют минимум, а при $C = 0,5$ и $C = 0,75$ $M[\Delta P_*/\Delta U_*] = f(M[\text{tg } \varphi])$ уменьшаются, причем угол наклона увеличивается, как с увеличением степени компенсации реактивной мощности C , так и с увеличением номинальной мощности трансформатора $S_{\text{ном.т}}$.

5. Наибольшее влияние $M[\text{tg } \varphi]$ на $M[\Delta P_*/\Delta U_*]$ (т.е. необходимость в учете вероятностного характера задания нагрузки) имеет

место при больших степенях компенсации реактивной мощности, а именно при $C \geq 0,5$ для всего исследуемого ряда с.к.о. $\sigma[\text{tg } \varphi] = 0 \div 0,4$, для сети только с трансформатором; при маленьких степенях компенсации $C = 0 \div 0,25$ случайный характер $\text{tg } \varphi$ необходимо учитывать при $\sigma[\text{tg } \varphi] = 0,1$ и $0,4$. Для сети, содержащей кабель, трансформатор, шинопровод, воздействие $M[\text{tg } \varphi]$ на $M[\Delta P_*/\Delta U_*]$ аналогично, однако, степень этого влияния меньше.

6. Определив по предлагаемой методике значение средних потерь мощности, можно рассчитать потери активной электроэнергии за период времени T .

Список литературы

1. **Конюхова Е. А., Петрова Е. Г.** Определение потерь мощности по потерям напряжения в системах электроснабжения промпредприятий // Вестник МЭИ, 1997. № 5.
2. **Левин М. С., Лещинская Т. Б.** Влияние разветвленности сети на соотношение потерь напряжения и потерь мощности в ней // Электрические станции, 1997. № 4.
3. **Конюхова Е. А.** Электроснабжение объектов. —М.: Мастерство, 2001.

Содержание

Предисловие	3
ГЛАВА ПЕРВАЯ . Параметры элементов систем электроснабжения промышленных предприятий	5
1.1. Параметры элементов электрических сетей системы электроснабжения промышленных предприятий	5
1.2. Анализ параметров схемы замещения при различном сочетании элементов.	12
ГЛАВА ВТОРАЯ . Определение потерь мощности по потерям напряжения в радиальных сетях системы электроснабжения промпредприятий	21
2.1. Общие положения.	21
2.2. Определение соотношения потерь мощности ΔP и потерь напряжения ΔU в радиальной сети	22
2.3. Оценка степени влияния различных факторов на соотношение потерь мощности и напряжения в радиальной сети	23
ГЛАВА ТРЕТЬЯ . Определение потерь мощности по потерям напряжения в магистральной электрической сети	29
3.1. Определение точного соотношения потерь мощности и потерь напряжения в магистральной электрической сети.	29
3.2. Эквивалентирование цеховых сетей с трансформатором и магистральным шинопроводом.	31
3.3. Исследование соотношения потерь мощности и потерь напряжения $\Delta P_*/\Delta U_*$ в магистральной сети	39
ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ . Проведение эксперимента и анализ его результатов	44
4.1. Подбор измерительных приборов для проведения эксперимента	44
4.2. Представление результатов эксперимента	46
4.3. Обработка результатов эксперимента	48
4.4. Построение уравнения прямой линии среднеквадратичной регрессии по полученным данным	51
ГЛАВА ПЯТАЯ . Определение потерь мощности по потерям напряжения при вероятностном характере задания нагрузки	53
5.1. Зависимость коэффициента реактивной мощности $\text{tg } \varphi$ от коэффициента загрузки k_3 асинхронного двигателя	53
5.2. Определение математического ожидания соотношения потерь мощности и потерь напряжения $M[\Delta P_*/\Delta U_*]$	58
Список литературы	70

Библиотечка электротехника

Приложение к производственно-массовому журналу "Энергетик"

КОНЮХОВА Е. А.

**Определение потерь мощности по потерям напряжения
в электрических сетях промпредприятий**

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

109280, Москва, ул. Автозаводская, 14/23

Телефоны: (095) 275-19-06, тел. 275-00-23 доб. 22-47; факс: 234-74-21

Редакторы: **Л. Л. Жданова, Н. В. Ольшанская**

Худож.-техн. редактор **Т. Ю. Андреева**

Корректор **З. Б. Драновская**

Сдано в набор 7.07.2003 г. Подписано в печать 21.08.2003 г.

Формат 60×84¹/₁₆. Печать офсетная.

Печ. л. 4,5. Тираж 1200 экз. Заказ БЭТ/08(56)-2003

Макет выполнен издательством "Фолиум": 127238, Москва, Дмитровское ш., 58.

Отпечатано типографией издательства "Фолиум": 127238, Москва, Дмитровское ш., 58.

Журнал “Энергетика за рубежом”

— приложение к журналу “Энергетик”

Подписывайтесь на специальное приложение к журналу “Энергетик” — **“Энергетика за рубежом”**. Это приложение выходит **один раз в два месяца**.

Журнал “Энергетика за рубежом” знакомит читателей с важнейшими проблемами современной зарубежной электроэнергетики, такими, как:

- развитие и надежность энергосистем и энергообъединений;
- особенности и новшества экономических и рыночных отношений в электроэнергетике;
- опыт внедрения прогрессивных технологий в энергетическое производство;
- модернизация и реконструкция (перемаркировка) оборудования электростанций, электрических и тепловых сетей;
- распространение нетрадиционных и возобновляемых источников энергии;
- энергосбережение, рациональное расходование топлива и экологические аспекты энергетики.

Подписку можно оформить в любом почтовом отделении связи по объединенному каталогу **“ПРЕССА РОССИИ”**. Том 1. Российские и зарубежные газеты и журналы.

Индексы журнала “Энергетика за рубежом”

— приложения к журналу “Энергетик”

87261 — для предприятий и организаций;

87260 — для индивидуальных подписчиков.

Об авторе



**Елена Александровна
Конюхова** —
*доктор технических наук,
профессор Московского
энергетического института
(технического университета),
крупный специалист
в области электроснабжения
промышленных предприятий.*

В течение 35 лет Е. А. Конюхова успешно сочетает научную деятельность с педагогической работой. Написанные ею учебные и методические пособия пользуются неизменной популярностью не только среди студентов и преподавателей, но и у специалистов-электриков промышленных предприятий.

**Обоснованный учет фактических потерь мощности —
резерв повышения эффективности работы
систем электроснабжения
промышленных предприятий.**