



ЭКОНОМИЯ
ТОПЛИВА
И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Серия основана в 1981 году

Ю. С. Железко

**ВЫБОР
МЕРОПРИЯТИЙ
ПО СНИЖЕНИЮ
ПОТЕРЬ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СЕТЯХ
Руководство
для практических
расчетов**



МОСКВА
ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ
1989

ББК 31.280.7
Ж51
УДК 621.316.1.017

Рецензент Н.С. Маркушевич

Железко Ю.С.

Ж51 Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. — М.: Энергоатомиздат, 1989.—176 с.: ил. — (Экономия топлива и электроэнергии)

ISBN 5-283-01080-5

Описаны методы расчета потерь электроэнергии в сетях различных классов напряжения и выбора мероприятий по их снижению. Даны рекомендации по применению программ расчетов на ЭВМ. Изложены методы расчета допустимых небалансов электроэнергии на подстанциях и уровни коммерческих потерь в РЭС, ПЭС и энергосистеме в целом. Все излагаемые методы иллюстрируются числовыми примерами.

Для инженерно-технического персонала энергосистем.

2302040000-386
Ж ————— 115-88
051 (01) -89

ББК 31.280.7

Производственное издание

Железко Юрий Станиславович

**ВЫБОР МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ: РУКОВОДСТВО
ДЛЯ ПРАКТИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ**

Редактор Н.А. Бросерская Редакториздательства А.В. Волковицкая
Художественные редакторы В.А. Гозак-Хозак, Т.Н. Хромова
Технический редактор О.И. Хабарова Корректор Е.В. Кудряшова
ИБ № 2127

Набор выполнен в издательстве. Подписано в печать с оригинала-макета 06.02.89.
Т-04174. Формат 60 x 88 1/16. Бумага офсетная №2. Печать офсетная. Уел.
печ.л. 10,78. Усл.кр.-отг. 11,02. Уч.-изд.л. 12,20. Тираж 34000 экз. Заказ 6626.
Цена 60 к.

Энергоатомиздат, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.

Отпечатано в ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени МПО "Первая Образцовая типография имени А.А. Жданова" Союзполиграфпрома при Госкомиздате СССР. 113054, Москва, М-54, Ватополь, 28.

ISBN 5-283-01080-5

© Энергоатомиздат, 1989

Памяти моего друга
ВЛАДИМИРА НИКОЛАЕВИЧА
КАЗАНЦЕВА

ПРЕДИСЛОВИЕ

За последние 10 лет вышло несколько книг, посвященных методам расчета и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях, выбора мероприятий по их снижению, определения экономически обоснованных уровней потерь и плановых заданий по их снижению [1—13]. Разработаны и направлены в энергосистемы инструкции, определяющие порядок проведения работ в данной области различными подразделениями энергосистем [14—18]. Разработаны программы соответствующих расчетов на ЭВМ.

Вместе с тем практическая работа по снижению потерь не во всех энергосистемах ведется достаточно активно. Особенно это заметно в низовых подразделениях энергосистем — предприятиях электрических сетей (ПЭС) и районах электрических сетей (РЭС). Одной из причин такого положения наряду с недостатками системы стимулирования этих работ является отсутствие литературы, в которой основное внимание было бы обращено не на выводы расчетных формул, а на их практическое использование при решении различных задач в рассматриваемой области.

Желанием частично восполнить этот пробел вызвано написание данной книги. Практические рекомендации по расчету потерь, изложенные в книге, базируются преимущественно на теоретической концепции их определения в виде интервала неопределенности, характеризуемого верхней и нижней границами "гарантированных" значений. Разработанная автором методология их расчета изложена в [1] и принята за основу в отраслевой инструкции [14]. Практические рекомендации по выбору мероприятий по снижению потерь базируются в основном на теоретических методах, изложенных в [1, 6, 7] и содержащихся в отраслевых инструкциях [15, 16].

Несмотря на то что основной материал книги базируется на разработках ВНИИЭ, в ней описаны методы и программы, разработанные другими организациями и рекомендуемые к использованию вышеупомянутыми отраслевыми инструкциями. Особо следует отметить большую работу, проведенную в Уралтехэнерго под руководством В.Н. Казанцева, светлой памяти которого автор посвящает данную книгу.

Написание книги было бы невозможно без творческого участия в обсуждении теоретических и практических проблем в рассматриваемой

области и в разработке методик и программ соответствующих расчетов на ЭВМ сотрудников лаборатории режимов электрических сетей ВНИИЭ В.Э. Воротицкого, Р.Н. Бирюковой, А.В. Артемьева, В.В. Файницкого и др.

Автор благодарен рецензенту канд. техн. наук Н.С. Маркушевичу и редактору канд. техн. наук Н.А. Бросерской за внимательное прочтение рукописи и ценные замечания по ее улучшению.

Автор будет признателен читателям, приславшим свои замечания и пожелания по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10, Энергоатомиздат.

Автор

ВВЕДЕНИЕ

Вопросы рационального использования топливно-энергетических ресурсов являются на нынешнем этапе одними из наиболее актуальных как в нашей стране, так и за рубежом. Для достижения максимальной эффективности их использования необходимо рассматривать всю цепочку производства и потребления энергии, начиная от добычи первичных энергоносителей и их транспортировки к местам переработки в наиболее универсальный вид энергии — электроэнергию и кончая использованием ее у потребителей. Возможности для снижения расхода энергоресурсов имеются на всех этапах. По расчетам специалистов, в настоящее время лишь 30% содержащейся в энергоресурсах потенциальной энергии доходит до конечных потребителей и расходуется в качестве "полезной энергии".

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях — важная составляющая общего комплекса энергосберегающих мероприятий. Электроэнергия является единственным видом продукции, транспортировка которой осуществляется за счет расхода определенной части самой продукции, поэтому потери электроэнергии при ее передаче неизбежны, задача состоит в определении их оптимального уровня и поддержании фактических потерь на этом уровне. В связи с этим в отраслевых документах вместо термина "потери электроэнергии" используется более точный термин "технологический расход электрической энергии на передачу по электрическим сетям". В книге для краткости используется привычный термин "потери электроэнергии", однако следует помнить об его условности.

Потери электроэнергии в сетях Минэнерго СССР в последние 17 лет колеблются в диапазоне 9- 9,4% отпуска электроэнергии в сеть:

Год	Потери, %	Год	Потери, %
1971	9,04	1980	9,15
1972	9,21	1981	9,11
1973	9,02	1982	9,28
1974	8,96	1983	9,11
1975	9	1984	9,43
1976	9,15	1985	9,33
1977	9,04	1986	9,27
1978	9,03	1987	9,13
1979	9,09		

В 1985 г. потери в абсолютном исчислении составили 126,4 млрд.кВт·ч. Структура потерь по сетям различных классов напряжения представлена ниже. Суммарные потери приняты за 100 %.

Номинальное напряжение, кВ	500-1150	220-330	110	35 и ниже	Все сети
Переменные потери, %	8	19	23	27	77
Постоянные потери, %	3	5	6	9	23
Суммарные потери, %	11	24	29	36	100

Значения отчетных потерь по месяцам 1985 г. приведены ниже.

Месяц	Потери, %	Месяц	Потери, %
1	10,2	7	5,9
2	8,9	8	6,2
3	8,4	9	7,7
4	5,6	10	9,0
5	5,4	11	9,5
6	4,6	12	11,6

Сопоставление уровней потерь в различных странах (табл. В1) показывает, что они существенно различны даже для стран с приблизительно одинаковым уровнем развития экономики. Уровень потерь в первую очередь определяется сложившимися в конкретной стране условиями производства и распределения электроэнергии, а не эффективностью мероприятий, проводимых для их снижения. Например, производство энергии на электростанциях относительно малой мощности, снабжающих близко расположенных потребителей, приводит к снижению потерь в сетях. Однако увеличение затрат топлива на производство энергии на таких станциях обычно перекрывает этот эффект. Приоритетный характер влияния на уровень потерь исторически сложившихся условий производства и распределения энергии подтверждается отсутствием существенного снижения потерь в странах с относительно высоким их уровнем и сближения их с потерями, характерными для стран с относительно низким их уровнем.

Анализ динамики изменения потерь за 1981-1985 гг. показывает, что для всех стран характерны изменения потерь в обе стороны по сравнению с предыдущим годом. Максимальные межгодовые изменения в сторону прироста (+) и снижения (-) составляют, как правило, 0,2-0,4%, а для некоторых стран (ВНР, Италия, Норвегия, ПНР, Турция, СФРЮ) доходят до 1,5-2,7%. Общий характер динамики изменения потерь за эти годы может быть оценен по вычисленному автором книги тренду (последний столбец табл. В.1). Он характеризует наклон прямой линии, аппроксимирующей ломаную кривую изменения потерь по годам. Анализ трендов показывает, что в 15 из

Таблица В1. Потери электроэнергии в различных странах¹

Страна	Относительные потери ² , % по годам					Средние потери, %	Максимальное изменение, +/-	Тренд, % в год
	1981	1982	1983	1984	1985			
СССР	9,11	9,28	9,11	9,43	9,33	9,26	0,32/0,17	+0,05
Австрия	7,06	6,75	6,7	6,64	6,66	6,76	0,02/0,31	0,09
Бельгия	5,73	5,9	5,4	5,52	5,5	5,61	0,17/0,5	0,08
НРБ	9,15	9,02	8,99	9,1	8,71	8,99	0,11/0,39	0,08
Велико-британия	7,74	8,05	8,21	7,97	8,14	8,02	0,31/0,24	+0,06
ВНР	9,27	10,8	10	10,03	10,2	10,06	1,53/0,8	+0,11
ГДР	7,55	7,61	7,62	7,61	7,6	7,6	0,06/0,01	+0,02
Греция	7,56	7,86	8,25	7,86	7,52	7,81	0,39/0,39	+0,01
Испания	8,59	8,56	-	-	9,51	8,87	-	+0,18
Италия	8,91	7,9	9,37	8,55	8,74	8,69	1,47/1,01	+0,03
Канада	8,19	8,76	8,52	8,1	8,78	8,47	0,57/0,42	+0,05
Нидерланды	4,54	4,17	-	-	-	4,35	-	-
Норвегия	9,42	11,12	10,3	9,79	8,86	9,9	1,7/0,93	0,25
ПНР	9,91	9,67	12,18	10,52	10,58	10,57	2,51/1,66	+0,22
Португалия	10,7	11,3	11,43	11,55	11,59	11,31	0,6/0	+0,16
СРР	5,95	5,89	5,64	-	-	5,82	0/0,25	0,15
Турция	9,8	9,6	12,33	11,35	11,4	10,9	2,73/0,98	+0,5
Финляндия	5,62	5,66	5,48	5,76	5,98	5,7	0,28/0,18	+0,08
Франция	6,66	6,91	7,3	7,38	7,6	7,17	0,39/0	+0,23
ФРГ	4,27	4,27	4,64	-	4,26	4,38	0,37/0,19	+0,02
ЧССР	7,54	7,78	7,37	7,47	7,17	7,47	0,24/0,41	0,1
Швейцария	7,54	7,78	7,65	7,53	7,46	7,59	0,24/0,13	-0,04
Швеция	8,79	8,45	8,7	8,67	8,46	8,61	0,25/0,34	0,04
СФРЮ	7,5	9,21	9,23	8,79	10,55	9,06	1,76/0,44	+0,57

¹ Таблица составлена по данным Ежегодного бюллетеня Европейской статистики электроэнергии. США данных не представляют.

² Данные приведены к сопоставимому виду канд. техн. наук Н.А. Броерской.

24 стран в 1981-1985 гг. наблюдалась тенденция увеличения потерь: незначительная (0,01-0,03% в год) в Греции, ГДР, ФРГ, Италии и более высокая (0,05-0,23% в год) в десяти других странах, включая СССР. На этом фоне выделяется СФРЮ - тренд составил 0,57% в год. В девяти странах наблюдалась тенденция снижения потерь с трендом от 0,04% в год в Швеции и Швейцарии до 0,25% в год в Норвегии.

В связи с изложенным низкий уровень потерь электроэнергии в сетях сам по себе не дает оснований считать систему электроснабжения эффективной, а сравнение систем электроснабжения различных стран

только по уровню потерь не позволяет сделать конструктивных выводов. В частности, в Великобритании, Канаде, США и других странах не ставится задача снизить уровень потерь до значений, характерных для Нидерландов, ФРГ, Бельгии и СРР. Различие структуры сетей в различных регионах СССР приводит к аналогичным результатам: в ОЭС Сибири потери составляют 6-7, а в ОЭС Закавказья 12-13% при практически одинаковых уровнях работ по их снижению.

Поэтому для решения вопроса о технико-экономической целесообразности снижения потерь и возможных размерах такого снижения необходимо ориентироваться на конкретные условия производства и передачи электроэнергии, сложившиеся в рассматриваемом регионе. Анализ этих условий показывает, что оптимальный уровень потерь для условий нашей страны выше, чем, например, для таких стран, как Нидерланды, Бельгия, ФРГ. Однако фактические потери все же выше оптимальных, и существуют резервы для их снижения.

При рассмотрении вопросов снижения потерь электроэнергии в сетях следует иметь в виду, что снижение потерь является не самоцелью, а одним из аспектов более общей проблемы повышения экономичности работы энергосистем и народного хозяйства в целом. Почти всегда снижение потерь соответствует повышению экономичности работы энергосистемы, однако существуют случаи, когда эти цели не совпадают. В частности, иногда бывает выгодно пойти на некоторое увеличение потерь, если при этом достигается снижение нагрузки электрических станций, работающих на дефицитном или дорогостоящем топливе, увеличение бесперебойности энергоснабжения или повышение качества электроэнергии.

Глава первая

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО РАСЧЕТАМ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ ПО ИХ СНИЖЕНИЮ

1.1. СТРУКТУРА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ВИДЫ РАСЧЕТОВ

Фактические (отчетные) потери определяют как разницу между электроэнергией, отпущенной в сеть с шин электрических станций $W_{о.с.}$ и суммой электроэнергии, оплаченной потребителями $W_{п.о.}$ и израсходованной на производственные нужды энергосистемы $W_{п.п.}$:

$$\Delta W = W_{о.с.} - (W_{п.о.} + W_{п.п.}). \quad (1.1)$$

Из (1.1) следует, что величина ΔW включает в себя не только технические потери ΔW_T , характеризующие техническое состояние сетей и режимы их работы, но и ту часть разницы из (1.1), которая обусловлена неточностью определения ее составляющих. Причем если неточности определения $W_{о.с.}$ и $W_{п.п.}$ зависят лишь от погрешностей приборов учета электроэнергии (измерительные погрешности), то неточность определения $W_{п.о.}$ зависит и от наличия потребителей без счетчиков (безучетные потребители), оценка потребления энергии которыми производится по установленной мощности используемого оборудования или другими способами, неодновременности оплаты за электроэнергию, возможных ее хищений и т.п. Для обозначения этой части потерь используют термин "коммерческие потери".

Фактическое значение технических потерь ΔW_T может быть установлено только расчетом. При известных технических потерях фактическое значение коммерческих потерь определяют по формуле

$$\Delta W_K = \Delta W - \Delta W_T. \quad (1.2)$$

Экономически обоснованные (оптимальные) технические потери $\Delta W_{T.о.}$ есть разница между их фактическим значением ΔW_T и снижением потерь δW_0 , которое может быть достигнуто за счет внедрения всех мероприятий, затраты на которые окупятся менее чем за 8,3 года (нормативный срок окупаемости, соответствующий нормативному коэффициенту эффективности капитальных вложений $p_{н.} = 0,12$):

$$\Delta W_{T.о.} = \Delta W_T - \delta W_0 \quad (1.3)$$

Допустимое значение коммерческих потерь $\Delta W_{K.д.}$ также может быть определено расчетом (см. § 1.4) на основании нормированных

классов точности приборов учета. Тогда оптимальное значение отчетных потерь должно находиться в диапазоне

$$\Delta W_o = \Delta W_{т.о} \pm \Delta W_{к.д.} \quad (1.4)$$

Оптимальные потери $\Delta W_{т.о}$ не являются постоянной величиной, которую можно определить 1 раз и затем использовать в качестве цели. Определенные на стадии разработки схемы развития энергосистемы, они соответствуют прогнозируемым нагрузкам, на базе которых выполняются все проектные расчеты. Реальные нагрузки в условиях эксплуатации будут несколько отличаться от расчетных, поэтому значение $\Delta W_{т.о}$, определенное для текущего расчетного периода времени, будет отличаться от его значения, определенного на стадии проектирования. Кроме того, рост нагрузок по годам будет приводить к изменению величины $\Delta W_{т.о}$, а следовательно, и $\Delta W_{к.д.}$. Поэтому оптимальные потери могут быть представлены в виде ряда значений, каждое из которых соответствует своему расчетному периоду (обычно году). Весь ряд этих значений должен корректироваться по мере уточнения данных о нагрузках и схемах на перспективу.

Технические потери в свою очередь разделяют на нагрузочные потери ΔW_n , потери холостого хода ΔW_x и потери на корону $\Delta W_{кор}$. Классифицируют их и по группам элементов сетей (потери в линиях, трансформаторах, реакторах и т.д.). Отраслевая инструкция [14] выделяет семь составляющих потерь:

- нагрузочные потери в линиях, силовых трансформаторах и автотрансформаторах;

- потери холостого хода в трансформаторах и автотрансформаторах;

- потери на корону в воздушных линиях;

- расход электроэнергии на собственные нужды подстанций;

- расход электроэнергии в компенсирующих устройствах — батареях статических конденсаторов (БСК), синхронных компенсаторах (СК), генераторах, работающих в режиме СК, статических тиристорных компенсаторах (СТК);

- потери в реакторах подстанций;

- потери в измерительных трансформаторах тока и напряжения и их вторичных цепях, включая счетчики электроэнергии.

Расчеты потерь электроэнергии подразделяют на три вида: ретроспективные, оперативные и перспективные.

Ретроспективные расчеты (определение потерь электроэнергии за прошедшие интервалы времени) выполняют для:

- определения структуры потерь электроэнергии по группам элементов электрической сети;

- оценки коммерческих потерь электроэнергии;

- выявления элементов (групп элементов) с повышенными потерями электроэнергии и разработки мероприятий по их снижению;

- определения фактической эффективности внедренных мероприятий по снижению потерь электроэнергии;

- составления балансов электроэнергии по энергосистеме в целом, ее структурным подразделениям и подстанциям и разработки мероприятий по снижению небалансов до допустимых значений;

- определения технико-экономических показателей энергосистемы;

- проведения финансовых расчетов с потребителями и другими энергосистемами за потери электроэнергии в линиях и трансформаторах, неучитываемые счетчиками электроэнергии.

Оперативные расчеты (определение потерь электроэнергии за текущие интервалы времени) выполняют для:

- контроля за текущими значениями потерь электроэнергии и их изменением во времени;

- оперативной корректировки режимов и схемы электрической сети с целью минимизации потерь электроэнергии;

- составления балансов мощности по энергосистеме в целом, ее структурным подразделениям и подстанциям с целью контроля за соблюдением лимитов по мощности;

- определения ожидаемых потерь электроэнергии на конец месяца, квартала, года;

- формирования базы данных, используемых при прогнозировании потерь электроэнергии.

Перспективные расчеты (определение ожидаемых потерь электроэнергии для расчетных интервалов времени в будущем) выполняют для:

- определения ожидаемых потерь электроэнергии на следующий и дальнейшие годы;

- оценки ожидаемой эффективности планируемых мероприятий по снижению потерь электроэнергии;

- сравнения вариантов реконструкции электрических сетей.

По особенностям схем и режимов электрических сетей и информационной обеспеченности расчетов выделяют пять групп сетей, расчет потерь электроэнергии в которых производят различными методами:

- транзитные электрические сети 220 кВ и выше (межсистемные связи), через которые осуществляется обмен мощностью между энергосистемами;

- замкнутые электрические сети 110 кВ и выше, практически не участвующие в обмене мощностью между энергосистемами;

- разомкнутые (радиальные) электрические сети 35—150 кВ;

- электрические сети 6—20 кВ;

- электрические сети 0,4 кВ.

На основании результатов расчетов и отчетных данных проводят анализ потерь электроэнергии с целью решения следующих задач:

выявления и оценки резервов энергосистемы и ее предприятий по снижению потерь электроэнергии;

выявления и ранжирования основных факторов, определяющих уровень потерь электроэнергии;

оценки эффективности конкретных мероприятий по снижению потерь электроэнергии и определения очередности их внедрения;

определения очагов коммерческих потерь электроэнергии;

оценки результатов работы по показателю "потери электроэнергии" энергосистемы в целом, а также отдельных ее подразделений;

подготовки и обоснования решений по развитию электрических сетей и внедрению мероприятий по снижению потерь, требующих капитальных вложений.

Основными формами анализа потерь электроэнергии являются:

составление балансов электроэнергии по каждой подстанции, электростанции, предприятию электрических сетей и энергосистеме в целом;

сравнение расчетных, плановых и отчетных потерь электроэнергии за разные временные интервалы и анализ изменения потерь по энергосистеме и отдельным ее предприятиям;

анализ изменения отдельных составляющих потерь электроэнергии с учетом изменения схем, режимов электрических сетей и структуры отпуска электроэнергии;

сравнение отчетных и плановых нормируемых и лимитируемых составляющих баланса электроэнергии (собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды);

оценка фактической эффективности отдельных мероприятий по снижению потерь электроэнергии, а также плана мероприятий в целом;

выявление зависимости потерь электроэнергии от основных факторов, характеризующих схему сети и режимы ее работы.

При проведении анализа потерь электроэнергии целесообразно использовать следующую информацию:

результаты расчетов режимов электрических сетей и их схемы;

результаты расчетов потерь электроэнергии и их структуры;

отчетные данные о потерях электроэнергии в энергосистеме и ее предприятиях за ряд лет;

данные о перетоках электроэнергии по межсистемным линиям за ряд лет;

итоги выполнения планов мероприятий по снижению потерь электроэнергии;

проектные решения по развитию электрических сетей;

материалы, характеризующие состояние и использование средств компенсации реактивной мощности и регулирования режима электрических сетей;

данные об оснащении сетей потребителей электроэнергии компенсирующими устройствами (квар/кВт) за ряд лет;

данные о состоянии расчетного и технического учета электроэнергии;

данные о среднемесечной оплате электроэнергии в расчете на одного бытового абонента и результатах борьбы с хищениями электроэнергии;

данные о материальном стимулировании персонала энергосистемы за снижение потерь электроэнергии.

1.2. ДОСТОВЕРНОСТЬ РАСЧЕТНЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПОТЕРЬ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИХ ГАРАНТИРОВАННЫХ ЗНАЧЕНИЙ

Нагрузочные потери электроэнергии в элементе трехфазной сети сопротивлением R определяют по формуле:

$$\Delta W_n = 3R \int_0^T I^2(t) dt \approx 3R \Delta t \sum_{i=1}^{T/\Delta t} I_i^2, \quad (1.5)$$

где $I(t)$ — полный ток в элементе в момент времени t ; Δt — интервал времени между последовательными его замерами, если последние осуществляются дискретно через равные достаточно малые интервалы времени.

Потери электроэнергии холостого хода определяют по формуле

$$\Delta W_x = \frac{\Delta P_x}{U_{ном}^2} \int_0^T U^2(t) dt \approx \frac{\Delta P_x}{U_{ном}^2} \Delta t \sum_{i=1}^{T/\Delta t} U_i^2, \quad (1.6)$$

где ΔP_x — потери мощности холостого хода при номинальном напряжении, приводимые в паспортных данных оборудования.

Точное определение потерь электроэнергии за интервал времени T возможно при известных значениях параметров R и ΔP_x и функций времени $I(t)$ и $U(t)$ на всем интервале. Параметры R и ΔP_x обычно известны, и в расчетах их считают постоянными. Вместе с тем сопротивление проводника зависит от его температуры:

$$R_t = R_{20} [1 + 0,004(t - 20)], \quad (1.7)$$

где R_{20} — сопротивление при $t = 20^\circ\text{C}$, и при изменении t в диапазоне от -20 до $+90^\circ\text{C}$ (допустимая температура нагрева проводов воздушных линий) R_t принимает значения от 84 до 120% R_{20} . Дополнительные погрешности обусловлены неточным знанием длин линий, старением проводов и т.п.¹

¹ С целью уточнения фактических параметров линий целесообразно проводить опыты холостого хода и короткого замыкания при выводе линий в ремонт. Имеющиеся сведения показывают, что в ряде случаев фактические значения активного сопротивления и особенно активной проводимости на землю (токи утечки) отличаются на 20–30% от используемых в расчете [32].

Изложенное показывает, что погрешность определения потерь электроэнергии в одном элементе, вызванная неточным представлением в расчете величины R , считающейся известной, может быть существенной. Следует отметить, что в практических расчетах очень редко сопротивления линий приводят к средней температуре за время T , так как это нелегко: температура провода зависит от его токовой нагрузки, температуры воздуха, солнечной радиации, скорости ветра и т.д. Поэтому обычно в расчетах используют справочные данные. В связи с изложенным информацию о параметрах электрических сетей можно считать полной, но обладающей ограниченной достоверностью.

Информация о режимных параметрах $I(t)$ и $U(t)$ имеется обычно лишь для дней контрольных замеров, т.е. при ежечасной регистрации в эти дни — за 48 из 8760 ч. На большинстве подстанций без обслуживающего персонала она регистрируется лишь 3 раза за контрольные сутки. Эта информация является неполной (имеется не для каждого значения t) и ограниченно достоверной, так как замеры проводятся аппаратурой, имеющей определенный класс точности, и не одновременно на всех подстанциях.

Неполнота информации заставляет использовать методы расчета, основанные на тех или иных допущениях, определяющих предполагаемое влияние на результаты расчета отсутствующей информации. Погрешности, вызванные неполнотой информации, обычно называют методическими, так как каждый метод ориентирован на свой объем используемой информации.

Дополнительные погрешности вносятся в расчет вследствие ограниченной точности информации, используемой тем или иным методом. Применительно к этим составляющим погрешности используется термин "информационные погрешности".

Качественное различие между указанными составляющими состоит в том, что первая органически присуща методу, она не зависит от точности используемой информации и для конкретного расчета ее численное значение определяется только значимостью допущений, принятых при разработке метода. Для конкретного расчета эта погрешность не может быть уменьшена никакими способами, кроме перехода на другой метод. Например, если метод не учитывает возможного различия конфигураций графиков нагрузки узлов, то погрешность расчета будет тем меньше, чем меньше эти различия в конкретном случае, однако при заданных конфигурациях графиков она будет иметь определенное значение, которое в рамках данного метода уменьшить нельзя. Вторая составляющая изменяется в зависимости от точности используемой информации и теоретически может быть сведена к нулю при использовании идеально точной информации.

Наличие указанных погрешностей приводит к тому, что фактические потери энергии будут в большей или меньшей степени отличаться от их расчетного значения. Степень отличия будет определяться слу-

чайным сочетанием факторов, соответствующих данному случаю, поэтому для расчета интервала, в котором могут оказаться фактические потери, целесообразно использовать математический аппарат теории вероятностей. Для этого все погрешности необходимо выразить в виде их среднеквадратичных значений Δ , позволяющих при известном законе распределения погрешности связать ширину интервала неопределенности потерь и вероятность, с которой фактическое значение потерь окажется в рассчитанном интервале.

Погрешности информации, используемой в расчетах потерь энергии, как правило, можно представить в виде случайных величин. В аналогичном виде могут быть представлены и методические погрешности.

Если систематическая ошибка расчетов (среднее значение ошибок) равна нулю, то относительную среднеквадратичную погрешность расчета потерь по средним значениям исходных данных определяют по формуле

$$\Delta_{\Pi} = \sqrt{D_{\Pi}}/m_{\Pi} = \sigma_{\Pi}/m_{\Pi}, \quad (1.8)$$

где D_{Π} , σ_{Π} и m_{Π} — соответственно дисперсия, среднеквадратичное отклонение и математическое ожидание потерь.

Если известны лишь крайние значения, которые может принимать величина X , то для определения среднеквадратичного отклонения σ_X используют тот факт, что практически все значения (99,7%) случайной величины, распределенной по нормальному закону, укладываются в диапазон $m_X \pm 3\sigma_X$. Тогда

$$\sigma_X = \frac{x_{\max} - x_{\min}}{6}. \quad (1.9)$$

В [20] показано, что формула (1.9) дает приемлемые практические результаты и при законах распределения, отличающихся от нормального. Формулу (1.9) приходится использовать, когда исходными данными о значениях рассматриваемой величины расчетчик не располагает, но из физических соотношений известен возможный диапазон ее значений. Так, при отсутствии точных данных о нагрузке подстанции может быть известно, что ее значение находится в диапазоне от 0,3 до 0,9 установленной мощности трансформаторов S_T . В этом случае среднеквадратичное отклонение нагрузки определяют по формуле

$$\sigma_S = \frac{0,9 - 0,3}{6} \cdot S_T \approx 0,1 S_T.$$

Оценивая математическое ожидание нагрузки средним из ее возможных значений, т.е. $m_S = 0,6$, среднеквадратичную погрешность Δ_S в соответствии с (1.8) получим равной $0,1/0,6 = 0,17$.

Если возможный диапазон изменения случайной величины неизвестен, а количество данных мало, чтобы определить σ_X по (1.28), то его

определяют по формуле (1.9), в которой в знаменателе используют цифру 4 вместо 6. Такая замена обусловлена тем, что при малом количестве данных маловероятно, что в их число попали x_{max} и x_{min} [20].

В случае, если погрешность в исходных данных содержит систематическую составляющую δ_c (т.е. среднее значение погрешности не равно нулю), границы погрешностей приводят к симметричному виду, вычитая из обоих значений границ значение δ_c , а расчетное значение потерь, к которому будет относиться симметричная случайная погрешность, определяют, умножая исходное значение на коэффициент

$$k_k = \frac{1}{1 + \delta_c/100} \quad (1.10)$$

Например, если потери ΔW рассчитывались с использованием исходного данного, имеющего границы погрешности от -5 до $+15\%$ и входящего в формулу в качестве сомножителя, то в среднем значение потерь оказывается завышенным на величину $\delta_c = (-5+15)/2 = 5\%$. Вычитая систематическую погрешность из обеих границ, получаем симметричные границы $\pm 10\%$, относящиеся к расчетной величине потерь

$$\Delta W_p = \Delta W k_k = \Delta W \frac{1}{1.05} \approx 0.95 \Delta W.$$

Среднеквадратичная погрешность не зависит от систематической и в соответствии с (1.9) составит

$$\Delta = \frac{10 - (-10)}{6} = \frac{15 - (-5)}{6} = 3,33\%.$$

В формулы для расчета потерь энергии исходные параметры входят в различных сочетаниях – в качестве сомножителей, слагаемых и т.п. Несмотря на то что все они имеют нормальный закон распределения погрешности, закон распределения погрешности результирующей величины теоретически может отличаться от нормального. Однако расчеты показывают, что это отличие практически незначительно. В этом случае для определения интервала неопределенности потерь и соответствующего ему значения доверительной вероятности достаточно рассчитать среднеквадратичную погрешность в величине потерь Δ_n исходя из известных значений среднеквадратичных погрешностей в исходных данных (см. § 1.6).

По известному значению Δ_n границы интервала неопределенности потерь рассчитывают по формулам

$$\left. \begin{aligned} \Delta W_{min} &= \Delta W_p (1 - t \Delta_n/100); \\ \Delta W_{max} &= \Delta W_p (1 + t \Delta_n/100), \end{aligned} \right\} \quad (1.11)$$

где t – параметр, определяющий значение интервала и соответствующей ему вероятности. Так, значению $t = 1$ соответствует значение вероятности 68,2%, $t = 2$ – значение 95,4%, а $t = 3$ – значение 99,7%. Это означает, что фактические потери электроэнергии с вероятностью 68,2% попадут в интервал $\Delta W_p (1 \pm \Delta_n/100)$ с вероятностью 95,4% в интервал $\Delta W_p (1 \pm 2\Delta_n/100)$ и с вероятностью 99,7% – в интервал $\Delta W_p (1 \pm 3\Delta_n/100)$. Другими словами, можно приближенно считать, что из общего числа рассчитываемых данных методом сетей в 68,2% фактические потери не будут отличаться от расчетного значения более чем на $\pm \Delta_n\%$, в 95,4% – более чем на $\pm 2\Delta_n\%$, в 99,7–95,4% – более чем на $\pm 3\Delta_n\%$. В остальных 0,3% сетей отличие может быть более $\pm 3\Delta_n\%$.

Естественно, что чем менее полная информация имеется в наличии, тем более простой метод расчета приходится применять и тем большая методическая погрешность вносится в расчет. Чем менее точна имеющаяся информация, тем большая информационная погрешность вносится дополнительно. Более широким получается и расчетный интервал, в котором могут оказаться фактические потери.

Расчеты интервалов неопределенности потерь вместо псевдоточных их детерминированных значений не только реально отражают возможную точность оценки расчетным путем фактического значения технических потерь при существующей полноте и точности исходной информации, но и позволяют улучшить организацию работ в области снижения потерь и повысить обоснованность принимаемых решений.

В частности, использование интервалов неопределенности при выборе мероприятий по снижению потерь позволяет оценивать степень экономического риска при внедрении тех или иных мероприятий, а следовательно, и ставить задачу о выборе решения, характеризуемого минимально возможным риском. Использование гарантированных значений потерь (крайних значений интервала неопределенности) позволяет построить рациональную систему материального стимулирования работ по увеличению полноты и точности исходной информации, что в свою очередь приведет к снижению степени риска при внедрении мероприятий.

Например, при установлении конкретному подразделению плана по потерям энергии на базе прогноза технических потерь ориентация могла бы осуществляться на нижнюю границу интервала неопределенности (см. § 3.5). В этом случае более жесткий план получит подразделение, обеспечивающее расчеты менее точной информацией. При распределении премии за выполнение плана мероприятий по снижению потерь в расчет могла бы приниматься величина гарантированного снижения, близкая к нижней границе, и т.д.

1.3. КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ РАСЧЕТА НАГРУЗОЧНЫХ ПОТЕРЬ

Конечной целью расчетов и анализа потерь является их снижение с помощью экономически оправданных мероприятий. Экономическим рычагом, призванным стимулировать практическое внедрение мероприятий, является установление плановых значений потерь, рассчитанных с учетом реальных возможностей персонала по их снижению. Поэтому на практике расчеты потерь производят для решения двух основных задач: выбора мероприятий по снижению потерь (МСП) и обоснования планового задания по потерям.

В зависимости от полноты информации о нагрузках элементов сети за расчетный период для расчетов нагрузочных потерь могут использоваться следующие методы [21]:

1. Методы поэлементных расчетов, использующие формулу

$$\Delta W_{\text{н}} = 3 \Delta t \sum_{i=1}^k R_i \sum_{j=1}^{T/\Delta t} I_{ij}^2, \quad (1.12)$$

где k — число элементов сети; I_{ij} — токовая нагрузка i -го элемента сопротивлением R_i в момент времени j ; Δt — периодичность опроса датчиков, фиксирующих токовые нагрузки элементов.

2. Методы характерных режимов, использующие формулу

$$\Delta W_{\text{н}} = \sum_{i=1}^n \Delta P_i t_i, \quad (1.13)$$

где ΔP_i — нагрузочные потери мощности в сети в i -м режиме продолжительностью t_i часов; n — число режимов.

3. Методы характерных суток, использующие формулу

$$\Delta W_{\text{н}} = \sum_{i=1}^m \Delta W_{\text{н}i}^{\text{с}} D_{\text{эк}i}, \quad (1.14)$$

где m — число характерных суток, потери электроэнергии за каждые из которых, рассчитанные по известным графикам нагрузки в узлах сети, составляют $\Delta W_{\text{н}i}^{\text{с}}$; $D_{\text{эк}i}$ — эквивалентная продолжительность в году i -го характерного графика (число суток).

4. Методы числа часов наибольших потерь τ , использующие формулу

$$\Delta W_{\text{н}} = \Delta P_{\text{max}} \tau, \quad (1.15)$$

где ΔP_{max} — потери мощности в режиме максимальной нагрузки сети.

5. Методы средних нагрузок, использующие формулу

$$\Delta W_{\text{н}} = \Delta P_{\text{ср}} k_{\text{ф}}^2 T, \quad (1.16)$$

где $\Delta P_{\text{ср}}$ — потери мощности в сети при средних нагрузках узлов (или сети в целом) за время T ; $k_{\text{ф}}$ — коэффициент формы графика мощности или тока.

6. Статистические методы, использующие регрессионные зависимости потерь электроэнергии от обобщенных характеристик схем и режимов электрических сетей.

Методы 1–5 предусматривают проведение электрических расчетов сети при заданных значениях параметров схемы и нагрузок. В дальнейшем эти методы будем называть схмотехническими.

Статистические методы не предусматривают электрического расчета сети. При их использовании потери электроэнергии рассчитывают на основе устойчивых статистических зависимостей потерь от обобщенных параметров сети, например суммарной нагрузки, суммарной длины линий, числа подстанций и т.п. Сами же зависимости получают на основе статистической обработки определенного количества схмотехнических расчетов, для каждого из которых известны рассчитанное значение потерь и значения факторов, связь потерь с которыми устанавливается.

Статистические методы используют для оценки суммарных потерь в сети. Они не позволяют наметить конкретные мероприятия по снижению потерь, однако примененные к множеству объектов, например линий 6–10 кВ, позволяют с большой вероятностью выявить те из них, в которых находятся места с повышенными потерями. Это даст возможность сильно сократить объем схмотехнических расчетов, а следовательно, и уменьшить трудозатраты на их проведение. Этот фактор особенно важен при расчете и анализе потерь в сетях 6–20 и 0,38 кВ в тех энергосистемах, где еще не внедрена автоматизированная система управления этими сетями, отсутствует банк данных об их схемах и не организовано периодическое пополнение данных об их нагрузках. В противном случае и для этих сетей следует применять схмотехнические методы [11].

При проведении схмотехнических расчетов ряд исходных данных и результаты расчетов могут представляться в вероятностной форме, например в виде математических ожиданий и дисперсий. В этих случаях, как и при использовании статистических методов, применяется аппарат теории вероятностей, однако с другой целью. Для определенности эти методы будем в дальнейшем называть вероятностными схмотехническими методами.

Для разделения понятий самостоятельного метода и различных способов записи одного и того же метода методом расчета будем называть последовательность вычислительных операций, производимых с определенным набором исходных величин и приводящих к конкретному численному результату. Замена величин, используемых в конкретном методе, на величины, связанные с ними функционально, не создает нового метода расчета и является лишь другой формой запи-

си известного метода, так как приводит к тождественному результату.

Не являются самостоятельными методами и методы, различие результатов которых обусловлено различием приемов, используемых при численной обработке данных, например замена непрерывной интегральной обработки дискретной (1.5). Интегрирование графика

$I^2(t)$ или использование величины $I_{с.кв} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T I^2(t) dt}$, являющейся

функциональным преобразованием интегрированного графика, не создает нового метода, поэтому метод графического интегрирования и метод среднеквадратичного тока, часто используемые в литературе, являются не самостоятельными методами, а лишь различными формами записи известной формулы (1.5).

Известен ряд формул для определения величин τ и k_Φ , характеризующих форму графика нагрузки и используемых в (1.15) и (1.16). Их анализ (см. приложение 2) показал, что наиболее приемлемыми для практических расчетов являются следующие:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10\,000} \right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 0,876k_3)^2 \cdot 8760; \quad (1.17)$$

$$k_\Phi^2 = \left(\frac{1090}{T_{max}} + 0,876 \right)^2 = \left(\frac{0,124}{k_3} + 0,876 \right)^2, \quad (1.18)$$

где k_3 — коэффициент заполнения графика, равный отношению числу часов использования максимальной нагрузки.

Эквивалентное число дней наибольших потерь определяют по различным формулам в зависимости от объема используемой исходной информации.

При использовании графиков суммарной нагрузки энергосистемы, фиксируемых в диспетчерской ведомости, $D_{эки}$ определяют по формуле, впервые предложенной в [33]:

$$D_{эки} = \frac{1}{\sum_{j=1}^l D_j A_j / A_1}, \quad (1.19)$$

где A_j — сумма квадратов ординат j -го суточного графика суммарной нагрузки сети; A_1 — сумма квадратов ординат графика, соответствующего суткам, за которые рассчитывались потери ΔW_{Π}^c ; D_j — число суток, в течение которых j -й график рассматривается как постоянный; l — число характерных суточных графиков внутри i -го расчетного периода. В предельном случае $D_j = 1$, тогда l равно числу суток в рассматриваемом периоде i .

При допущении, что нагрузочные потери электроэнергии за сутки пропорциональны квадрату энергии, отпущенной за эти сутки в сеть, потери за D суток можно определить по формуле

$$\Delta W_{\Pi} = \Delta W_{\Pi}^c \sum_{i=1}^D (W_{ci} / W_c)^2 = \Delta W_{\Pi}^c D_{эки},$$

где ΔW_{Π}^c — потери электроэнергии за расчетные сутки, потребление энергии в которые составило W_c ; W_{ci} — потребление энергии в i -е сутки; D — число суток в расчетном периоде.

Так как

$$\sum_{i=1}^D W_{ci}^2 = \frac{W_\Sigma^2}{D} k_{\Phi.c}^2,$$

где W_Σ — суммарное потребление энергии за D суток, а $k_{\Phi.c}^2$ — квадрат коэффициента формы графика, составленного из D значений W_{ci} , то

$$D_{эки} = W_\Sigma^2 k_{\Phi.c}^2 / (W_c^2 D). \quad (1.20)$$

Значение $k_{\Phi.c}^2$ для годового значения $D_{эки}$ может быть определено по первой формуле (1.18) (с использованием T_{max}), а для любого расчетного периода — по второй формуле (с использованием k_3), однако следует иметь в виду, что в этом случае T_{max} и k_3 относятся не к графику почасовых нагрузок, а к графику, ординатами которого являются значения суточного потребления энергии. Последний имеет более высокие значения T_{max} и k_3 . Если потребление энергии за зимние нерабочие, летние рабочие и летние нерабочие сутки составит соответственно $d_{з.н}$, $d_{л.р}$ и $d_{л.н}$ в долях потребления энергии за зимние рабочие сутки, а количество соответствующих суток в расчетном периоде — $D_{з.р}$, $D_{з.н}$, $D_{л.р}$ и $D_{л.н}$, то

$$k_3 = \frac{D_{з.р} + d_{з.н} D_{з.н} + d_{л.р} D_{л.р} + d_{л.н} D_{л.н}}{D},$$

где D — суммарное число суток в расчетном периоде.

Если принять характерные значения $d_{з.н} = d_{л.р} = 0,7$, $d_{л.н} = 0,5$, одинаковые продолжительности в году зимнего и летнего периодов и в среднем 1,5 нерабочих дня в неделю, то $k_3 = 0,8$, а $k_{\Phi.c}^2 = 1,06$.

В случае, если $D_{эки}$ рассчитывается отдельно для зимнего и летнего периодов, k_3 для каждого периода составляет около 0,94, а $k_{\Phi.c}^2 = 1,02$.

Формула (1.20) использовалась авторами [34] при $k_{\Phi.c}^2 = 1$.

При использовании данных о месячном потреблении энергии для определения $D_{эки}$ можно рекомендовать формулу

$$D_{\text{эк}i} = \sum_{j=1}^{k_i} W_j^2 D_j k_{\text{ф.м}}^2 / W_p^2, \quad (1.21)$$

где W_j — электроэнергия, опущенная в сеть в j -м месяце, число дней в котором составляет D_j ; k_i — число месяцев, входящих в i -й характерный период; $k_{\text{ф.м}}$ — коэффициент формы графика, составленного из k_i значений потребления энергии за месяц ($k_{\text{ф.м}} < k_{\text{ф.с}}$); W_p — электроэнергия, опущенная в сеть в месяце, включающем сутки, за которые рассчитывались потери $\Delta W_{\text{н}}^{\text{с}}$.

Величина $D_{\text{эк}}$ обеспечивает эквивалентность только в случае, если суточные графики нагрузки узлов, изменяя от сезона к сезону численные значения ординат, сохраняют тем не менее свою конфигурацию, а схема сети остается постоянной. Относительное постоянство технологических процессов обеспечивает практическую применимость такого допущения для большинства нагрузочных узлов, а следовательно, и для сети в целом. Вторым допущением является пропорциональность межсезонных изменений нагрузки каждого узла и суммарной нагрузки сети.

При сильном изменении схемы сети (вывод ряда элементов в ремонт, ввод новых элементов) или существенной непропорциональности изменения нагрузок отдельных узлов и суммарной нагрузки сети, что бывает характерным для межсистемных связей и генерирующих узлов (резкое увеличение доли ГЭС в покрытии графика нагрузки в период паводка, резкое снижение в летний период нагрузок тепловых станций, работающих на дефицитном топливе, и т.п.), $D_{\text{эк}}$ целесообразно определять для каждого i -го периода относительного постоянства схемы сети и режимов работы станций, что и учтено в записи выражения (1.14).

Для каждого i -го периода необходимо рассчитывать и потери электроэнергии за сутки $\Delta W_{\text{н}i}^{\text{с}}$ по заданным графикам нагрузки узлов. Как правило, такие графики имеются лишь для 2 сут в году — летних и зимних контрольных суток. При необходимости учитывать еще один период (например, паводка) графики нагрузок нагрузочных узлов могут быть получены путем корректировки зимних или летних графиков пропорционально изменившейся суммарной нагрузке сети.

Исходя из изложенного следует, что применение данного метода наиболее целесообразно в энергосистемах с малой долей ГЭС и слабыми межсистемными связями. Основным достоинством метода характерных суток является то, что он практически полностью устраняет погрешность, обусловленную внутрисуточной неоднородностью нагрузок различных узлов.

При использовании (1.19) предполагается, что в течение каждых D_j суток графики нагрузок узлов остаются постоянными, а потери равны расчетной величине $\Delta W_{\text{н}j}^{\text{с}}$. Так как в действительности в каж-

дый j -й период входят рабочие дни с различными графиками нагрузки, целесообразно расчет потерь $\Delta W_{\text{н}j}^{\text{с}}$ вести по средним графикам рабочего дня, ординаты которых $P_{\text{ср}i}$ в каждом узле определяют по ординатам графика дня контрольного замера $P_i(t)$ по формуле

$$P_{\text{ср}i} = a_{kj} P_i,$$

где a_{kj} — коэффициент корректировки графика в j -м периоде, для определения которого для каждого узла необходимы данные о потреблении энергии в узле за j -й период W_j и дене энергии, потребляемой в рабочие дни d_{pj} . Тогда

$$a_{kj} = W_j d_{pj} / \left(D_{pj} \sum_{i=1}^n P_i t_i \right),$$

где D_{pj} — число рабочих дней в j -м периоде.

Корректировку графика реактивной мощности осуществляют аналогично.

При использовании формулы (1.21), не разделяющей расчетный период на рабочие и нерабочие дни, расчет $\Delta W_{\text{н}j}^{\text{с}}$ целесообразно вести по среднемесячным суточным графикам, включающим как рабочие, так и нерабочие дни. В этом случае a_{kj} для каждого узла определяют по формуле

$$a_{kj} = W_j / \left(D_j \sum_{i=1}^n P_i t_i \right).$$

При использовании (1.20) определять среднемесячные графики или средние графики рабочего дня не требуется, так как расчетное значение нагрузочных потерь электроэнергии за i -е сутки соотносится с потреблением энергии только за эти сутки $W_{\text{с}i}$.

Следует отметить, что перед расчетом потерь за сутки с последующим применением любого из трех описанных методов определения $D_{\text{эк}}$ необходима балансировка суммы нагрузок подстанций и суммарной нагрузки сети (см. § 2.2). Такая балансировка производится для повышения достоверности фактических графиков нагрузки узлов. Среднемесячные графики или средние графики рабочего дня определяют по уже сбалансированным фактическим графикам.

Приводимые ниже рекомендации по методам расчета нагрузочных потерь в сетях каждой из пяти групп, перечисленных в § 1.1, основаны на следующей характеристике информационной обеспеченности расчетов.

Для транзитных электрических сетей характерно наличие нагрузок, переменных по значению, а часто и по знаку (реверсивные потоки мощности). Параметры режимов этих сетей обычно измеряются ежечасно.

Для питающих электрических сетей 110 кВ и выше и разомкнутых распределительных сетей 35–150 кВ параметры режима измеряются в дни контрольных замеров (характерные зимний и летний дни). Разомкнутые сети 35–150 кВ выделяются в отдельную группу в связи с возможностью проведения расчетов потерь в них отдельно от расчетов потерь в замкнутой сети.

Для разомкнутых сетей 6–20 кВ известны нагрузки на головном участке каждой линии (в виде электроэнергии или тока).

Для электрических сетей 0,38 кВ имеются лишь данные эпизодических замеров суммарной нагрузки в виде токов фаз и потерь напряжения в сети.

В соответствии с изложенным для сетей различного назначения рекомендуются следующие методы расчета.

Методы поэлементных расчетов рекомендуются как предпочтительные для отдельных линий и трансформаторов, потери в которых существенно зависят от транзитных перетоков.

Методы характерных режимов рекомендуются для расчета потерь в системообразующей и транзитной сети при наличии телеинформации о нагрузках узлов, периодически передаваемой в ВЦ энергосистемы. Оба метода – поэлементных расчетов и характерных режимов – основаны на оперативных расчетах потерь мощности в сети или ее элементах.

Методы характерных суток и числа часов наибольших потерь могут использоваться для расчета потерь в замкнутых сетях 35 кВ и выше самобалансирующихся энергосистем и в разомкнутых сетях 6–150 кВ.

Методы средних нагрузок применимы при относительно однородных графиках нагрузки узлов. Они рекомендуются как предпочтительные для разомкнутых сетей 6–150 кВ при наличии данных об электроэнергии, пропущенной за рассматриваемый период по головному участку сети. Отсутствие данных о нагрузках узлов сети заставляет предполагать их однородность.

Статистические методы рекомендуются как предпочтительные для определения потерь в сетях 0,38 кВ.

Все методы, применимые к расчетам потерь в сетях более высоких напряжений, при наличии соответствующей информации могут использоваться для расчета потерь и в сетях более низких напряжений.

1.4. РАСЧЕТ ДОПУСТИМЫХ ЗНАЧЕНИЙ КОММЕРЧЕСКИХ ПОТЕРЬ

Допустимые коммерческие потери определяются нормированными классами точности приборов учета электроэнергии δ_u , измерительных трансформаторов тока (ТТ) $\delta_{ТТ}$ и напряжения (ТН) $\delta_{ТН}$ и допустимым падением напряжения во вторичной цепи трансформаторов напряжения $\Delta U_{ТН}$, которое в соответствии с ПУЭ не должно превы-

Таблица 1.1. Допустимые погрешности измерительных трактов

Классы точности			δ_+ , %
ТТ	ТН	ЭС	
0,2	0,5	0,5	0,51
0,5	0,5	0,5	0,67
0,5	0,5	1,0	0,88
0,5	0,5	2,0	1,46
0,5	1,0	1,0	1,06
0,5	1,0	2,0	1,57
0,5	2,0	2,0	1,95
1,0	1,0	1,0	1,38
1,0	1,0	2,0	1,6
1,0	2,0	2,0	2,15
2,0	2,0	2,0	2,76
1,0	—	2,0	1,68
2,0	—	2,0	2,4
—	—	3,0	2

шать половины класса точности ТН. В дальнейшем комплекс ТТ, ТН и электросчетчика будем называть измерительным трактом.

Допустимые погрешности ТН совпадают с их классами точности, а ТТ и счетчиков зависят от токовой нагрузки. В соответствии с требованиями ПУЭ класс точности ТН и ТТ, предназначенных для расчетного учета, должен быть не ниже 0,5, счетчиков, включаемых через измерительные трансформаторы, – не ниже 2, а включаемых без измерительных трансформаторов – не ниже 2,5.

Допустимые погрешности ТТ в диапазоне нагрузки 20–120% номинальной в среднем составляют: для класса точности 0,2 $\delta_{ТТ} = \pm 0,3\%$; для класса точности 0,5 $\delta_{ТТ} = \pm 0,7\%$. Допустимые погрешности счетчиков при токе более 20% номинального не превышают классов точности.

Для технического учета могут использоваться приборы более низких классов точности.

Допустимую погрешность измерительного тракта в сторону завышения показаний δ_+ определяют по табл. 1.1 в зависимости от сочетания классов точности ТТ, ТН и электросчетчика (ЭС), а в сторону занижения показаний – по формуле, %

$$\delta_- = -(\delta_+ + 0,5\delta_{ТН}). \quad (1.22)$$

Допустимые значения погрешностей учета электроэнергии по объекту (подстанции, РЭС, ПЭС, энергосистеме) определяют по формулам, %

$$\Delta W_K^+ = \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta_{+i}^2 d_i^2}; \quad (1.23)$$

$$\Delta W_K^- = -\Delta W_K^+ + 0,5 \left(\sum_{i=1}^{n_{\Pi}} \delta_{\text{TH}i} d_i - \sum_{i=1}^{n_0} \delta_{\text{TH}i} d_i \right), \quad (1.24)$$

где d_i — доля электроэнергии по отношению к суммарному поступлению на объект, зафиксированная i -м счетчиком; n — общее число счетчиков; n_{Π} и n_0 — числа счетчиков, фиксирующих поступление и отпуск электроэнергии, подключенных через ТН.

При большом числе счетчиков (например, при определении допустимых коммерческих потерь по ПЭС, РЭС или энергосистеме в целом) определение величин d_i для всех счетчиков представляет собой достаточно трудоемкую операцию. Для этих случаев рекомендуется учитывать отдельно только счетчики, фиксирующие поступление энергии на объект и отпуск ее особо крупным потребителям. Допустимую погрешность в сторону завышения полезного отпуска электроэнергии определяют по формуле

$$\Delta W_K^+ = \sqrt{\sum_{i=1}^m \delta_{+i}^2 d_i^2 + \frac{\delta_{+3}^2}{n_3} d_3^2 + \frac{\delta_{+1}^2}{n_1} d_1^2}, \quad (1.25)$$

где m — число счетчиков, учитываемых отдельно; δ_{+3} и δ_{+1} — средние погрешности измерительных трактов для остальных трехфазных и однофазных счетчиков, фиксирующих отпуск электроэнергии; n_3 — число точек учета с трехфазными счетчиками (кроме учтенных в числе m), суммарный относительный пропуск электроэнергии по которым составил d_3 ; n_1 и d_1 — то же для однофазных счетчиков.

Для определения ΔW_K^- используют формулу (1.24), в которой n_{Π} и n_0 учитывают только точки учета, входящие в число m , и добавляют вычитаемое $0,5 \delta_{\text{TH}}^{\text{ср}} d_{\text{TH}}$, где $\delta_{\text{TH}}^{\text{ср}}$ — средний класс точности ТН в точках учета, расход электроэнергии по которым учитывается в виде суммарной величины; d_{TH} — доля электроэнергии, фиксируемая счетчиками, подключенными через ТН.

Если все измерительные тракты разделить на ограниченное число групп с одинаковыми сочетаниями классов точности, то для вычисления коммерческих потерь можно использовать данные о суммарном относительном пропуске электроэнергии, зафиксированном счетчиками каждой группы, и о разбросе показаний счетчиков в группе $W_{\max} \cdot W_{\min}$. В этом случае для каждой группы определяют коэффициент разброса показаний счетчиков

$$\gamma_i = \frac{(W_{\max} - W_{\min})_i n_i}{6 W_{\Sigma i}}, \quad (1.26)$$

Значение ΔW_K^+ определяют по формуле

$$\Delta W_K^+ = \sqrt{\sum_{i=1}^{k_{\Pi}} \delta_{+i}^2 \frac{d_{\Pi i}^2}{n_{\Pi i}} (1 + \gamma_{\Pi i}^2) + \sum_{i=1}^{k_0} \delta_{+i}^2 \frac{d_{0i}^2}{n_{0i}} (1 + \gamma_{0i}^2)}, \quad (1.27)$$

где $d_{\Pi i}$ и d_{0i} — суммарные относительные пропуски электроэнергии, зафиксированные счетчиками i -й группы (отдельно по потреблению и по отпуску энергии); $n_{\Pi i}$ и n_{0i} — числа счетчиков в каждой группе.

Пример 1.1. Определить диапазон допустимых погрешностей измерительного тракта, в котором классы точности ТТ, ТН и ЭС составляют соответственно 0,5; 1,0 и 1,0.

Решение. По табл. 1.1 для данного сочетания классов точности $\delta_+ = 1,06\%$. По формуле (1.22) имеем

$$\delta_- = (1,06 + 0,5 \cdot 1) = 1,56\%.$$

Пример 1.2. Определить допустимый небаланс энергии для подстанции, поступление энергии на шины которой фиксируется двумя счетчиками (№1 и 2), а отпуск — четырьмя (№3-6). Показания всех счетчиков, сочетания классов точности ТТ, ТН и ЭС и соответствующие им δ_+ из табл. 1.1 приведены в табл. 1.2.

Решение. Суммарное поступление энергии на шины подстанции $W_{\Pi \Sigma} = 5840 + 1620 = 7460$ тыс. кВт·ч. Суммарный отпуск $W_{0 \Sigma} = 3350 + 1100 + 1940 + 750 = 7140$ тыс. кВт·ч. Технические потери энергии в трансформаторах, полученные путем отдельного расчета, $\Delta W_{\text{т max}} = 110$ тыс. кВт·ч. Следовательно, фактический небаланс $W_{\text{нб}} = 7460 - 7140 - 110 = 210$ тыс. кВт·ч.

Для определения допустимого небаланса вначале рассчитываем доленое участие приведенной погрешности каждого счетчика в формировании результирующей погрешности (значения d приведены в табл. 1.2).

Таблица 1.2. Данные к примеру 1.2

Номер счетчика	Классы точности			$\delta_+, \%$	W , тыс. кВт·ч	d
	ТТ	ТН	ЭС			
1	0,5	0,5	1,0	0,88	5840	0,78
2	0,5	0,5	1,0	0,88	1620	0,22
3	0,5	1,0	1,0	1,06	3350	0,45
4	0,5	1,0	1,0	1,06	1100	0,15
5	1,0	1,0	2,0	1,8	1940	0,26
6	1,0	1,0	2,0	1,8	750	0,1

Таблица 1.3. Данные к примеру 1.3

Число счетчи- ков	Классы точно- сти			$\delta_+, \%$	$W_{\Sigma},$ млн. кВт·ч	$W_{min},$ млн. кВт·ч	$W_{max},$ млн. кВт·ч	γ	d
	ТТ	ТН	УС						
а) Поступление электроэнергии									
10	0,5	0,5	0,5	0,67	8000	400	1200	0,17	0,8
20	0,5	0,5	1,0	0,88	2000	30	180	0,25	0,2
б) Отпуск электроэнергии									
50	0,5	1,0	1,0	1,06	3000	20	100	0,22	0,3
300	1,0	1,0	2,0	1,6	6000	3	40	0,31	0,6
10^5	0	0	3,0	2	100	0,0003	0,0025	0,37	0,01

По формуле (1.23) определяем

$$\Delta W_K^+ = \sqrt{0,88^2 (0,78^2 + 0,22^2) + 1,06^2 (0,45^2 + 0,15^2) + 1,60^2 (0,26^2 + 0,10^2)} = 1,02\%.$$

По формуле (1.24) определяем

$$\Delta W_K^- = -1,02 + 0,5 (0,78 + 0,22) - 1,6 (0,45 + 0,15 + 0,26 + 0,1) = -1,25\%.$$

Следовательно, допустимый небаланс находится в диапазоне от $1,02 \times 7460/100 = 76$ тыс. кВт·ч избытка электроэнергии до $1,25 \cdot 7460/100 = 93$ тыс. кВт·ч недостатка. Превышение фактического небаланса над допустимым составляет $210 - 93 = 117$ тыс. кВт·ч. Для разработки мероприятий по его устранению необходимо проверить: а) правильность расчета технических потерь в трансформаторах; б) наличие неучтенного потребления энергии на подстанции; в) соответствие падения напряжения во вторичной цепи ТН норме; г) не истек ли срок госповерки электросчетчиков.

Пример 1.3. Определить допустимый уровень коммерческих потерь для энергосистемы, поступление и отпуск электроэнергии в которой, количество, классы точности приборов учета и другие данные приведены в табл. 1.3.

Решение. По формуле (1.26) определяем коэффициенты разброса показаний счетчиков и долевого пропуски электроэнергии (приведены в табл. 1.3).

По формуле (1.27) определяем

$$\Delta W_K^+ = \sqrt{0,67^2 \cdot 0,8^2 (1 + 0,17^2)/10 + 0,88^2 \cdot 0,2^2 (1 + 0,25^2)/20 + 0,06^2 \cdot 0,3^2 (1 + 0,22^2)/50 + 1,8^2 \cdot 0,6^2 (1 + 0,31^2)/300} = 0,194\%.$$

$$\Delta W_K^- = -0,194 + 0,5 (0,8 + 0,2 + 0,3 + 0,6) - 1,8 (0,17 + 0,25 + 0,31 + 0,37) = -1,25\%.$$

Из соотношения составляющих подкоренного выражения видно, что основная погрешность определяется теми группами точек учета, которые имеют малое количество счетчиков, но фиксируют большое количество энергии. В данном примере 89 % всей погрешности определено счетчиками первой группы, включающей в себя всего 10 точек учета.

Для данного примера может быть использована и более простая формула (1.25), не требующая данных о разбросе показаний счетчиков внутри каждой группы. Вместе с тем она может дать более точный результат, так как долевого распределение энергии учитывается в ней конкретно по каждому из 10 счетчиков ($m = 10$), в то время как в (1.27) оно оценивалось суммарной величиной $d = 0,8$.

Пример 1.4. Определить допустимую погрешность учета электроэнергии, передаваемой по межсистемной линии 330 кВ, по обоим концам которой установлены измерительные трансформаторы и счетчики с сочетанием классов точности 0,5; 0,5; 0,5. Расчетные технические потери в линии составляют примерно 2 %.

Решение. По формулам (1.23), (1.24) и табл. 1.1 определяем

$$\Delta W_K^+ = \sqrt{0,67^2 \cdot 1^2 + 0,67^2 \cdot 0,98^2} = 0,96\%;$$

$$\Delta W_K^- = -0,96 + 0,5 (0,5 \cdot 1 + 0,5 \cdot 0,98) = -0,955\%.$$

Результаты расчета показывают, что определять технические потери в линии как разность показаний счетчиков нельзя. При действительном их значении 2 % в данном примере разность показаний счетчиков может оказаться в диапазоне от 1,005 до 2,96 %.

1.5. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Координацию и методическое руководство работой всех подразделений энергосистемы по снижению потерь электроэнергии должна осуществлять группа оптимизации потерь и повышения качества электроэнергии центральной диспетчерской службы (ЦДС). Группа выполняет расчеты общесистемных потерь электроэнергии, готовит и выполняет в установленном порядке согласование расчетного обоснования планируемых потерь электроэнергии. Расчет и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях ПЭС выполняются инженером, выделяемым для этой работы в составе диспетчерской службы ПЭС.

Рекомендуется следующая последовательность действий при организации рассматриваемых работ.

1. Работники упомянутой группы изучают действующие в данной области инструкции [14–18], знакомятся с характеристиками существующих методов и программ расчета, обращая особое внимание на требуемую исходную информацию и оценивая возможности ее получения. На первых этапах организации работ не следует стремиться к внедрению максимально точных методов и программ, так как, с одной стороны, значительная часть эффекта может быть получена с помощью относительно простых методов (эффект первого шага), а, с другой стороны, попытка внедрить точные методы сразу часто бывает unsuccessful (особенно в ПЭС) из-за больших трудозатрат, связанных со сбором информации.

Выбранные методы и программы должны обеспечивать а) правильную оценку суммарных потерь (для обоснования плановых значений); б) выявление мест с повышенными потерями; в) приемлемые трудозатраты на сбор и подготовку информации и проведение расчетов. При этом следует иметь в виду, что более важно охватить все предприятия и провести расчеты всех составляющих потерь более грубыми методами, чем получить расчет более точным методом, но лишь для ограниченной части сети.

2. После выбора целесообразных методов и программ расчетов и достижения договоренности с организацией-разработчиком об их внедрении составляются перечни информации, необходимой для расчетов, с указанием ответственных за ее подготовку, формулируются обязанности различных подразделений энергосистемы по проведению расчетов и анализа потерь, а также разработке мероприятий по их снижению. Указанные обязанности закрепляются приказом по энергосистеме.

3. Работу по анализу имеющихся резервов снижения потерь следует начинать со сбора информации о фактическом состоянии дел по каждому мероприятию типового перечня инструкции [15]. Например, в [15] в качестве мероприятий по снижению потерь фигурируют замена перегруженных проводов, недогруженных и перегруженных трансформаторов, регулирование напряжения в центрах питания (ЦП) разомкнутых сетей 35–150 кВ и т.п. Необходимо выяснить, сколько таких элементов в каждом ПЭС, в каком количестве ЦП проводится регулирование напряжения и т.п.

4. С целью усиления ответственности персонала ПЭС и энергонадзора за проведение работ по снижению потерь и локализации мест с повышенными потерями (как техническими, так и коммерческими) целесообразно в качестве первоочередных мероприятий по совершенствованию учета электроэнергии предусмотреть установку приборов учета отпуска электроэнергии в сеть каждого ПЭС и РЭС, а в качестве мероприятий по совершенствованию организации работ – раздельную фиксацию оплаты за электроэнергию по потребителям, питающимся от сетей каждого ПЭС и РЭС (там, где сферы обслуживания ПЭС, РЭС и отделений "Энергонадзора" не совпадают).

5. Основным МСП является установка компенсирующих устройств (КУ) в сетях потребителей. Комплекс действующих нормативных документов в этой области [7, 16] дает энергосистемам возможность проводить техническую политику целенаправленного оснащения потребителей этими устройствами, т.е. добиваться первоочередной установки их у тех потребителей, где они в наибольшей степени снижают потери в сети энергосистемы. Проведение такой политики возможно лишь при тесном взаимодействии ЦДС и "Энергонадзора" и предусматривает обязательное выполнение следующих этапов работы:

а) постановка на вычислительном центре (ВЦ) энергосистемы программ системного расчета компенсации реактивной мощности в электрических сетях (типа КРМ) и расчета поквартальных значений реактивной мощности, передаваемой в сеть потребителя (типа QЭ12). Первая программа обеспечивает расчет оптимальных взаимозависимых мощностей КУ в сети энергосистемы и суммарной у потребителей, питающихся от каждой подстанции 35–500/6–20 кВ, вторая – расчет поквартальных значений реактивной мощности для каждого потребителя (абонента) с выдачей выходного документа в виде приложения к договору на пользование электроэнергией. Постановку на ВЦ указанных программ осуществляют ЦДС и служба АСУ;

б) подготовка исходной информации о схемах и нагрузках питающих сетей и о нагрузках и располагаемой мощности КУ потребителей. Исходная информация о схемах и нагрузках питающих сетей аналогична информации, требующейся для расчета рабочих режимов. Отличием является лишь большая полнота схемы сети, требующейся для системного расчета по КРМ, необходимо включать в расчет все сети 35 кВ и выше, в том числе и радиальные. Последние в расчете КРМ могут быть заменены эквивалентными сопротивлениями, предварительно полученными по программе РАП 35–150 (см. § 2.3) или аналогичной. Эта часть исходной информации подготавливается ЦДС и диспетчерскими службами ПЭС. Исходная информация о нагрузках потребителей подготавливается "Энергонадзором" по формам и в соответствии с порядком, описанным в § 3.3. "Энергонадзор" совместно с ЦДС идентифицирует абонентов по подстанциям 35–500 кВ, что иногда вызывает затруднения (особенно для абонентов малой мощности, питающихся от сетей 10 кВ и 380 В), и определяет суммарные данные по потребителям каждой подстанции;

в) ЦДС проводит расчеты по программе типа КРМ, результаты которых являются исходной информацией для программы QЭ12, эксплуатация которой ведется "Энергонадзором" и службой АСУ;

г) приложения к договору на пользование электроэнергией, выданные на печать программой QЭ12, передаются потребителям. Рекомендации по периодичности таких расчетов приведены в § 3.3. На основании заданных энергосистемой значений оптимальной реактивной мощности, содержащихся в данном приложении к договору, потреби-

гель оформляет заявку на КУ, которую направляет в министерство (ведомство) по принадлежности. Следует обращать внимание на правильность заполнения установленной формы заявки № 83-1 ПМТС. В связи с автоматизацией обработки заявок на цифровой ЭВМ заявка, составленная не по форме, автоматически исключается из рассмотрения.

Конечной задачей энергонадзора в части КРМ является контроль за подачей потребителями указанных заявок. Количество потребителей, подавших заявки в рассматриваемом периоде (в процентах к общему числу потребителей), и суммарную мощность заказанных КУ (по отношению к максимальной активной нагрузке потребителей) целесообразно установить в качестве основных показателей, характеризующих работу инспекторов "Энергонадзора".

6. Организация работ по снижению потерь может осуществляться с наименьшими затратами, если все работы рассматриваются в комплексе. Для решения различных задач часто требуется одна и та же информация. Немного большие усилия требуются для внедрения нескольких программ (например, программ расчета и анализа потерь в сетях 35-150 кВ и программ выбора КУ), чем одной программы (например, только выбора КУ). Примерный план организации работ по внедрению программ расчета и анализа потерь электроэнергии в сетях и выбора мероприятий по их снижению приведен в приложении 1.

7. Работы по снижению потерь могут дать ощутимый результат лишь в случае, если при их организации приняты во внимание три условия, обеспечивающие успешность работ: персонал, средства выявления очагов потерь, материальные ресурсы, требующиеся для внедрения разработанных мероприятий. В большинстве случаев, когда работы оказываются неэффективными, наиболее слабым элементом является персонал — либо он не обучен способам снижения потерь, либо руководство подразделения не удалось заинтересовать его и поставить задачу снижения потерь как приоритетную. С другой стороны, устанавливаемые показатели эффективности работ должны правильно отражать вклад персонала различных подразделений в полученный результат. Например, реализация мероприятий по реконструкции сети, заложенных в схеме ее развития, хотя и снижает потери, но не характеризует активность эксплуатационного персонала и культуру эксплуатации оборудования, поэтому снижение потерь в этом случае не является основанием для выплаты материального поощрения этому персоналу.

1.6. КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ВЕРОЯТНОСТНЫХ МЕТОДАХ, ИСПОЛЗУЕМЫХ В ЗАДАЧАХ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Наиболее распространенными характеристиками случайной величины X являются математическое ожидание (среднее значение) m_X и среднеквадратичное отклонение

$$\sigma_X = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - m_X)^2}, \quad (1.28)$$

где x_i — значения величины X ; n — число значений.

Для характеристики тесноты линейной связи между двумя случайными величинами X и Y используют коэффициент корреляции

$$r_{XY} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - m_X)(y_i - m_Y)}{\sigma_X \sigma_Y (n-1)},$$

который может принимать значения в диапазоне ± 1 . Чем ближе r_{XY} к 1 или -1, тем сильнее связаны между собой величины X и Y и появляется возможность выявить регрессионную зависимость

$$Y = aX,$$

где a — коэффициент пропорциональности.

Метод наименьших квадратов. Выбор наилучшего значения коэффициента a зависит от того, что мы условимся считать наилучшим. Можно выбрать коэффициент a так, чтобы среднее отклонение величин ax_i от y_i было минимальным. Возможны и другие способы. На практике наиболее часто используют так называемый метод наименьших квадратов, в котором наилучшим считается коэффициент, обеспечивающий минимум суммы квадратов отклонений,

$$F = \sum_{i=1}^n (y_i - ax_i)^2 \rightarrow \min. \quad (1.29)$$

Единственным обоснованием такого понимания наилучшего коэффициента является то, что полученная при этом зависимость является наиболее вероятной (т.е. является математическим ожиданием зависимости) в случае, если величина Y распределена по нормальному закону. Для обеспечения условия (1.29) необходимо производную по коэффициенту a приравнять нулю:

$$\frac{\partial F}{\partial a} = - \sum_{i=1}^n 2(y_i - ax_i)x_i = 0.$$

Тогда коэффициент a определим по формуле

$$a = \frac{\sum_{i=1}^n y_i x_i}{\sum_{i=1}^n x_i^2} \quad (1.30)$$

В практических расчетах, как правило, приходится определять коэффициенты зависимости случайной величины Y (результатирующего признака) не от одной, а от нескольких величин (факторов):

$$Y = a_0 + a_1 X_1 + a_2 X_2 + \dots + a_n X_n. \quad (1.31)$$

В этом случае для получения численных значений коэффициентов необходимо решить систему линейных уравнений в частных производных, порядок которой равен числу коэффициентов.

Факторный анализ. Иногда величины X_1, X_2, \dots, X_n известны из физических представлений об их взаимосвязи с величиной Y . Часто же эта связь только предполагается. Для выявления значимых факторов из числа намеченных применяют методы факторного анализа. Аппарат факторного анализа позволяет выполнить эту операцию, используя определенные критерии, учитывающие как коэффициенты корреляции между факторами, так и долевой вклад каждого из слагаемых (1.31) в величину Y . Незначимые факторы отбрасываются, а коэффициенты при оставшихся факторах определяют с помощью описанного выше метода наименьших квадратов.

Случайные выборки. Одной из практически важных задач, решаемых с помощью аппарата теории вероятностей, является определение количества значений случайной величины, на основании которых можно получить ее характеристики с заданной точностью и достоверностью.

В расчетах потерь электроэнергии такая задача может решаться, например, при необходимости определения суммарных потерь в N линиях на основании непосредственного расчета потерь только в части из них. При этом общее число линий называют генеральной совокупностью, а рассчитываемую часть — выборкой. Задача формулируется следующим образом: определить минимальный объем выборки ω , достаточный для определения математического ожидания потерь с заданной точностью Δ , %, и достоверностью p . Потери электроэнергии во всех N линиях в этом случае определяют по формуле

$$M[\Delta W_N] = M[\Delta W_1] N,$$

где $M[\Delta W_1]$ — математическое ожидание потерь в одной линии.

Минимальный объем выборки определяют по выражению

$$\omega = \left(t \gamma_X \frac{100}{\Delta} \right)^2, \quad (1.32)$$

где t — параметр, зависящий от желаемого значения p (при $p = 0,95$ $t = 2$); γ_X — коэффициент вариации величины X , определяемый по формуле

$$\gamma_X = \sigma_X / m_X. \quad (1.33)$$

Если же объем выборки задан, то соответствующую ему погрешность определяют по формуле, получаемой из (1.32):

$$\Delta = \frac{t \gamma_X \cdot 100}{\sqrt{\omega}}. \quad (1.34)$$

Пример 1.5. Определить суммарные потери электроэнергии в 244 линиях 10 кВ таким образом, чтобы с вероятностью 0,95 погрешность расчета не превысила 5 %.

Решение. Расчет выборки, содержащей 50 линий 10 кВ, привел к следующим результатам: $M[\Delta W_1] = 76$ тыс. кВт·ч; $\sigma[\Delta W_1] = 15,2$ тыс. кВт·ч, откуда по (1.33) $\gamma[\Delta W_1] = 0,2$.

Объем выборки, необходимый для обеспечения погрешности, не превышающей 5 %, определяем по (1.32):

$$\omega = \left(\frac{2}{5} 0,2 \cdot 100 \right)^2 = 62.$$

Следовательно, объем выборки необходимо увеличить до 62 линий.

Допустим, что в результате их расчета оказалось $M[\Delta W_1] = 77,2$ тыс. кВт·ч; $\sigma[\Delta W_1] = 14,9$ тыс. кВт·ч. Тогда суммарные потери электроэнергии в 244 линиях

$$M[\Delta W_N] = 77,2 \cdot 244 = 18\,850 \text{ тыс. кВт·ч.}$$

Если теперь определить необходимый объем выборки при новом значении $\gamma[\Delta W_1] = 14,9/77,2 = 0,19$, то оказывается, что $\omega = 58$. Это означает, что точность расчета величины ΔW получилась несколько более высокой, чем 5 %. По (1.34)

$$\Delta = \frac{2}{62} \frac{0,19}{5} 100 = 4,75 \, \%.$$

Следует особо отметить, что отбор линий в выборку должен носить случайный характер. Не допускается отбирать характерные схемы, как

это иногда рекомендуется. При таком отборе будет с заданной точностью обеспечен расчет суммарных потерь в характерных линиях, а не во всех. Именно поэтому данный метод называют методом случайных выборок. Обеспечить такой отбор можно, пронумеровав все линии генеральной совокупности и выбрав ω номеров из общего числа N номеров случайным образом. Если порядок расположения схем линий не определялся их предварительной классификацией по какому-либо параметру, то он может считаться случайным и в выборку может быть взята каждая пятая, десятая линия и т.д.

Планирование эксперимента. Применение методов планирования эксперимента наиболее эффективно в случае, когда математическое описание объекта (или явления) неизвестно либо имеет сложный и труднообозримый вид, а все параметры (факторы), от которых зависит значение функции, известны и при зафиксированных их значениях значение функции легко определяется из опыта. Эксперимент может быть как физическим, так и машинным. В последнем случае значение функции определяется расчетом на ЭВМ.

В качестве примера использования метода планирования эксперимента можно привести расчет зависимости потерь мощности в сети от нагрузок узлов. Эта зависимость, как известно, включает в себя большое количество параметров (все ветви сети и нагрузки узлов). В то же время для конкретных значений нагрузок потери мощности легко определяют расчетом. Однако, для того чтобы получить зависимость

$$\Delta P = f(I_1, I_2, \dots, I_n),$$

где I_i — токовые нагрузки узлов, необходимо варьировать значения нагрузок во всех узлах. Число сочетаний различных значений нагрузок может быть сколь угодно большим. Расчет величины ΔP необходимо произвести для каждого сочетания.

Какое количество опытов необходимо произвести, на каких уровнях фиксировать значения переменных при варьировании и в какой последовательности производить опыты, чтобы достичь цели с минимальным их количеством, — ответы на эти вопросы дает теория планирования эксперимента. Простейшая реализация метода — для одной переменной — названа по имени математика, выведшего закономерность варьирования, методом Фибоначчи.

Метод Монте-Карло является универсальным вычислительным методом для определения характеристик функций случайных величин. Он используется в случае, если необходимо знать закон распределения или характеристики случайной величины, зависимость которой от величин с известными законами распределения имеет сложный математический вид, что исключает аналитическое определение искомых характеристик.

Практическое использование метода заключается в следующем. Производят большое количество расчетов (чем больше, тем точнее будут

определены искомые характеристики), каждый из которых состоит в задании случайных значений параметров X_1, X_2, \dots, X_n и расчете значения результирующего параметра Y , являющегося сложной функцией параметров X

$$Y = f(X_1, X_2, \dots, X_n).$$

Параметры X от опыта к опыту должны принимать такие значения, чтобы законы их распределения соответствовали фактическим. Основой получения таких значений являются известные алгоритмы, позволяющие получать случайные числа, распределение которых подчиняется закону равномерной плотности. С их помощью получают случайные числа, распределенные по любому другому закону распределения.

Области применения методов. Как следует из изложенного выше, все описанные методы позволяют получить определенные сведения о параметре, зависящем от комплекса других параметров. Причем аналитический вид искомой зависимости либо неизвестен, либо настолько сложен, что использование ее в дальнейшем анализе затруднено. В этом случае приходится использовать способы упрощенного, более наглядного представления зависимости. Естественным желанием является выявить оптимальное упрощение, т.е. упрощение, вносящее как можно меньшую погрешность при как можно большей простоте и наглядности получаемой формулы.

При выборе метода решения задачи можно пользоваться следующими рекомендациями.

1. Если известен ряд значений результирующего параметра и соответствующие им значения факторов, от которых зависит результирующий параметр, а из физических представлений об их зависимости можно предположить ее вид (линейная, квадратичная, полиномиальная и т.п.), то наилучшие значения коэффициентов этой зависимости выявляют методом наименьших квадратов.

2. При использовании метода наименьших квадратов предполагается, что зависимость строится от всех намеченных факторов. На практике может встречаться задача, в которой ряды значений результирующего параметра и факторов известны, однако неизвестно, все ли факторы оказывают существенное влияние на значение результирующего параметра и все ли их стоит учитывать в упрощенной зависимости. Выбор значимых факторов осуществляет аппарат факторного анализа. Существенным аспектом является то, что этот аппарат анализирует значимость только линейной связи. После выбора значимых факторов (они, как правило, удовлетворяют условию независимости) значения коэффициентов линейной зависимости параметра от этих факторов определяют методом наименьших квадратов.

3. Если ряды соответствующих друг другу значений неизвестны, то встает задача об их получении. Если значения каждого ряда взаимно независимы, то получение этих значений не вызывает трудностей

необходимо произвести столько расчетов, сколько нужно для получения искомой величины с заданной точностью и достоверностью [см. формулу (1.32)].

Например, если ставится задача выявления зависимости потерь в линиях разомкнутых сетей от суммарной длины участков линий и установленной мощности трансформаторов в них, то ясно, что потери в конкретной линии не зависят от мощности трансформаторов в другой линии. Поэтому для каждой линии отдельно рассчитывают три величины: потери, суммарную длину участков и мощность трансформаторов, из физических представлений устанавливают вид зависимости и затем определяют численные значения входящих в нее коэффициентов методом наименьших квадратов. Если однозначных представлений о виде зависимости нет, то может быть намечено несколько формул. Коэффициенты в каждой из них определяют методом наименьших квадратов, вычисляют среднеквадратичные ошибки каждой формулы и выбирают формулу с наименьшим значением ошибки.

В ряде задач факторы оказываются существенно зависимыми друг от друга, что не позволяет осуществлять их отдельный анализ. Например, если необходимо выявить зависимость потерь в конкретной сети от нагрузок узлов, то ясно, что зависимость их от нагрузки любого конкретного узла будет различной при различных нагрузках в других узлах. Необходимым условием этой задачи является учет взаимного влияния факторов. В этом случае получение исходных рядов паталкивается на необходимость расчета бесконечного количества сочетаний различных значений факторов. Использование же ограниченного количества расчетов, проведенных при сочетаниях, установленных волевым порядком, не гарантирует того, что эти сочетания достаточно хорошо отражают всю возможную совокупность сочетаний. В такого рода задачах следует использовать метод планирования эксперимента, который как раз и определяет, какие сочетания значений факторов следует рассмотреть, чтобы выявить закономерности, характерные для всей совокупности сочетаний.

4. И, наконец, если интерес представляют лишь характеристики результирующего фактора, рассматриваемого как случайная величина (например, закон распределения потерь, либо ее числовые характеристики — математическое ожидание и среднеквадратичное отклонение) при случайном характере параметров, определяющих значение результирующего фактора, то используют метод Монте-Карло.

Определение погрешностей в результатах расчета по известным погрешностям в исходных данных. Потери мощности и электроэнергии связаны с нагрузками и напряжениями квадратичной зависимостью. По результатам же натурных измерений определяют, как правило, характеристики случайной величины нагрузки. Для того чтобы определить характеристики случайных значений потерь электроэнергии, необходимо знать соотношения между погрешностями величин X и

$\varphi = X^2$. Это соотношение имеет вид

$$\Delta [X^2] = \frac{\sigma [X^2]}{m [X^2]} = \frac{\sqrt{4 \Delta_X^2 + 2 \Delta_X^4}}{1 + \Delta_X^2} \approx \frac{2 \Delta_X}{1 + \Delta_X^2}.$$

Если Δ_X выражено в процентах, то

$$\Delta [X^2] = \frac{2 \Delta_X}{1 + \Delta_X^2 / 10^4}. \quad (1.35)$$

Относительную погрешность в величине Z , являющейся суммой случайных величин X и Y , определяют по формуле

$$\Delta_Z = \sqrt{\alpha^2 \Delta_X^2 + (1 - \alpha)^2 \Delta_Y^2 + 2 r_{XY} \alpha (1 - \alpha) \Delta_X \Delta_Y},$$

где $\alpha = m_X / (m_X + m_Y)$.

При положительной функциональной связи величин X и Y $r_{XY} = 1$ и

$$\Delta_Z = \alpha \Delta_X + (1 - \alpha) \Delta_Y. \quad (1.36)$$

Среднеквадратичную погрешность суммы n случайных величин определяют по более общей формуле

$$\Delta_Z = \sqrt{\sum_{i=1}^n \alpha_i^2 \Delta_i^2 + 2 \sum_{i=1}^n \sum_{j>i}^n r_{ij} \alpha_i \alpha_j \Delta_i \Delta_j}, \quad (1.37)$$

где α_i — удельный вес i -й случайной величины, определяемый по формуле

$$\alpha_i = m_i / \sum_{j=1}^n m_j.$$

При $r_{XY} = 1$ при любых i и j формула (1.37) превращается в формулу "взвешивания" погрешностей, аналогичную (1.36),

$$\Delta_Z = \sum_{i=1}^n \alpha_i \Delta_i.$$

При $m_i = \text{idem}$ и $\sigma_i = \text{idem}$ (случайные величины с одинаковыми характеристиками) для независимых случайных величин ($r_{XY} = 0$)

$$\Delta_Z = \Delta_X / \sqrt{n},$$

а для функционально связанных величин ($r_{XY} = 1$)

$$\Delta_Z = \Delta_X.$$

Погрешность в величине Z , являющейся произведением двух независимых случайных величин, определяют по формуле

$$\Delta_Z = \sqrt{\Delta_X^2 + \Delta_Y^2 + \Delta_X^2 \Delta_Y^2} \quad (1.38)$$

Если значения Δ_X и Δ_Y выражены в процентах, то формула (1.38) приобретает вид

$$\Delta_Z = \sqrt{\Delta_X^2 + \Delta_Y^2 + \Delta_X^2 \Delta_Y^2 \cdot 10^{-2}} \quad (1.39)$$

Коэффициенты вариации случайных величин, используемых в расчетах потерь, как правило, не превышают 0,3 (30%). При этом третье слагаемое формул (1.38) и (1.39) составляет менее 5% суммы первых двух слагаемых. Поэтому в практических расчетах можно использовать формулу

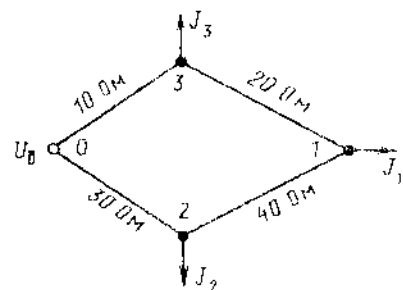
$$\Delta_Z = \sqrt{\Delta_X^2 + \Delta_Y^2} \quad (1.40)$$

Формулы (1.38)–(1.40) можно использовать и для определения среднеквадратичного отклонения частного от деления величины X на величину Y . Это объясняется тем, что при малых значениях $\Delta[Y]$

$$\Delta \left[\frac{1}{Y} \right] \approx \Delta[Y]$$

1.7. КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ В РАСЧЕТАХ ПОТЕРЬ АЛГЕБРЫ МАТРИЦ

Матрицей называется таблица чисел, имеющих, как правило, одну и ту же единицу измерения. Это может быть таблица сопротивлений, реактивных нагрузок узлов и т.п. Например, при расчете режимов сети часто используют узловые уравнения. Один узел принимается за базисный, и ему присваивается номер 0. Для сети с тремя узлами (рис. 1.1) узловые уравнения записывают в следующем виде



$$\left. \begin{aligned} G_{11}U_1 + G_{12}U_2 + G_{13}U_3 &= J_1; \\ G_{21}U_1 + G_{22}U_2 + G_{23}U_3 &= J_2; \\ G_{31}U_1 + G_{32}U_2 + G_{33}U_3 &= J_3. \end{aligned} \right\} \quad (1.41)$$

где G_{ij} — собственные и взаимные проводимости узлов, U_i — напряжения в узлах; J_i — токи нагрузок в узлах

Рис. 1.1. Схема сети 220 кВ

Матрицы используемых в (1.41) величин записывают в виде

$$G = \begin{bmatrix} G_{11} & G_{12} & G_{13} \\ G_{21} & G_{22} & G_{23} \\ G_{31} & G_{32} & G_{33} \end{bmatrix}, \quad U = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \end{bmatrix}; \quad J = \begin{bmatrix} J_1 \\ J_2 \\ J_3 \end{bmatrix}, \quad (1.42)$$

а систему уравнений (1.41) в матричных обозначениях — одним уравнением

$$GU = J \quad (1.43)$$

Уравнение (1.43) имеет одинаковый вид для сетей с любым количеством узлов. В практических расчетах достаточно к записи (1.43) указать лишь порядок матриц, так как правила их составления для любого количества узлов стереотипны. Матрица, имеющая одинаковое количество строк и столбцов (например, G), называется квадратной, имеющая один столбец (например, U и J) — столбцовой. Столбцовую матрицу называют также вектором-столбцом.

Сложение и вычитание можно производить лишь для матриц одинаковых размеров, например

$$Q_K = Q_H - Q_0 = \begin{bmatrix} Q_{H1} \\ Q_{H2} \\ Q_{H3} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Q_{01} \\ Q_{02} \\ Q_{03} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Q_{K1} \\ Q_{K2} \\ Q_{K3} \end{bmatrix}$$

При этом операции производят почленно.

Перемножение матриц может производиться, если число столбцов первого сомножителя равно числу строк второго. Каждое значение матрицы-произведения равно сумме почленных произведений элементов соответствующей строки первого сомножителя и столбца второго. Так, значение J_1 при перемножении (1.43) определяется суммой

$$G_{11}U_1 + G_{12}U_2 + G_{13}U_3 = J_1,$$

что соответствует первому уравнению системы (1.41).

Операция деления в алгебре матриц отсутствует. Вместо этого производят умножение на обратную матрицу, которая обозначается индексом -1 сверху. Если необходимо выразить, например, величину U из (1.43), то соответствующее уравнение записывают в виде

$$U = G^{-1}J$$

Процедура получения обратной матрицы достаточно сложна и обычно реализуется с помощью ЭВМ. Произведение прямой и обратной матриц дает единичную матрицу

$$G^{-1}G = \begin{bmatrix} 1 & & \\ & 1 & \\ & & 1 \end{bmatrix} = I. \quad (1.44)$$

Столбец, состоящий из единиц, называется единичным столбцом.

$$n = \begin{vmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{vmatrix}$$

При записи столбцовой матрицы в строку получается строчная матрица (вектор-строка), отмечаемая индексом t ,

$$J_t = \|J_1 \ J_2 \ J_3\|.$$

Для любой схемы матрица G может быть составлена по следующему правилу: диагональные элементы (собственные проводимости) определяют как сумму проводимостей всех отходящих от данного узла ветвей, а внедиагональные (взаимные проводимости) — как взятые с обратным знаком проводимости между узлами, номера которых соответствуют номерам строки и столбца. Например, для схемы рис. 1.1 матрица G будет иметь вид

$$G = \begin{vmatrix} 1/20 + 1/40 & 1/40 & -1/20 \\ -1/40 & 1/40 + 1/30 & 0 \\ -1/20 & 0 & 1/10 + 1/20 \end{vmatrix}. \quad (1.45)$$

Обратная матрица G^{-1} является матрицей узловых сопротивлений и для (1.45) имеет следующий вид:

$$G^{-1} = R = \begin{vmatrix} 21 & 9 & 7 \\ 9 & 21 & 3 \\ 7 & 3 & 9 \end{vmatrix}. \quad (1.46)$$

Предположим, что схема рис. 1.1 имеет и индуктивные сопротивления ветвей, определяемые матрицей

$$X = \begin{vmatrix} 84 & 36 & 28 \\ 36 & 84 & 12 \\ 28 & 12 & 36 \end{vmatrix}.$$

Матрица полных сопротивлений для этого случая имеет вид

$$Z = R + jX = \begin{vmatrix} 21 + j84 & 9 + j36 & 8 + j28 \\ 9 + j36 & 21 + j84 & 3 + j12 \\ 7 + j28 & 3 + j12 & 9 + j36 \end{vmatrix}.$$

В общем случае матрица Z не может вычисляться отдельным обращением действительных и мнимых частей матрицы

$$Y = G - jB$$

и должна определяться обращением комплексной матрицы Y . Отдельное вычисление возможно лишь в том случае, если все элементы одной матрицы могут быть определены умножением элементов другой матрицы на одинаковый коэффициент: $G = \xi B$. Тогда $X = \xi R$.

Диагональные элементы матрицы узловых сопротивлений пропорциональны падению напряжения от базисного до рассматриваемого узла при передаче нагрузки из базисного узла только в этот узел, а внедиагональные — падению напряжения от базисного узла до остальных. Например, первая строка матрицы (1.46) означает, что при передаче из базисного узла в узел 1 тока в 1 А потери напряжения (для схемы без реактивных сопротивлений равные падению напряжения) до узла 1 составят 21 В, до узла 2 — 9 В и до узла 3 — 7 В. При передаче такого же тока в узел 3 потери напряжения составят: до узла 1 — 7 В, до узла 2 — 3 В и до узла 3 — 9 В.

Данная физическая интерпретация элементов матрицы узловых сопротивлений позволяет легко составить ее для разомкнутых сетей (без контуров), в которых путь передачи нагрузки от центра питания до любого узла определяется однозначно. Собственные узловые сопротивления определяются как сумма сопротивлений всех участков, связывающих рассматриваемый узел с центром питания, а взаимные сопротивления — как сумма сопротивлений участков, входящих в цепь питания как узла i , так и узла j .

Пример 1.6. Определить матрицу узловых сопротивлений для сети, представленной на рис. 1.2. Сопротивления трансформаторов состав-

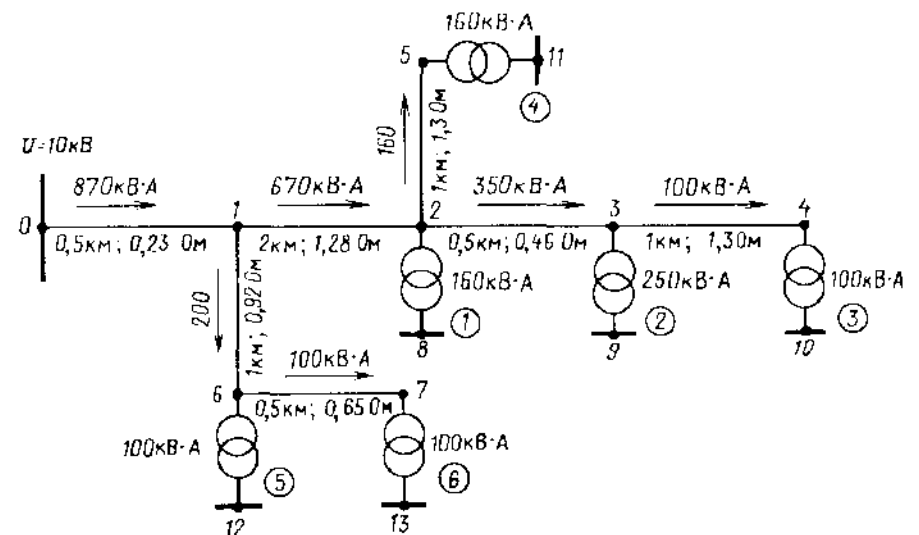


Рис. 1.2. Схема сети 10 кВ

ляют: мощностью 100 кВ·А — 24 Ом, мощностью 160 кВ·А — 10,4 Ом, мощностью 250 кВ·А — 5,9 Ом. Узловые сопротивления определить только для нагрузочных узлов.

Р е ш е н и е. Так как нагрузочных узлов (шин 0,4 кВ трансформаторов) в сети шесть, то матрица \mathbf{R} будет иметь размерность 6×6 . Перенумеруем эти узлы отдельно от нумерации узлов 10 кВ (номера указаны на схеме в кружках).

Собственное сопротивление для узла 1 составит $R_{11} = 10,4 + 1,28 + 0,23 = 11,91$ Ом, взаимные: $R_{12} = R_{13} = R_{14} = 1,28 + 0,23 = 01,51$ Ом; $R_{15} = R_{16} = 0,23$ Ом.

Аналогично составляем остальные строки матрицы, учитывая ее симметрию: $R_{ij} = R_{ji}$.

Результат имеет вид

$$\mathbf{R} = \begin{pmatrix} 11,91 & 1,51 & 1,51 & 1,51 & 0,23 & 0,23 \\ 1,51 & 7,87 & 1,97 & 1,51 & 0,23 & 0,23 \\ 1,51 & 1,97 & 27,27 & 1,51 & 0,23 & 0,23 \\ 1,51 & 1,51 & 1,51 & 13,21 & 0,23 & 0,23 \\ 0,23 & 0,23 & 0,23 & 0,23 & 25,15 & 1,15 \\ 0,23 & 0,23 & 0,23 & 0,23 & 1,15 & 25,8 \end{pmatrix}. \quad (1.47)$$

Потери мощности в сети записываются в виде

$$\Delta P = \mathbf{J}_t^* \mathbf{R} \mathbf{J}; \quad \Delta Q = \mathbf{J}^* \mathbf{X} \mathbf{J}, \quad (1.48)$$

где знаком * отмечен сопряженный вектор.

Задающие токи в узлах \mathbf{J} связаны с мощностью соотношением

$$\mathbf{J}_t^* = \mathbf{S}_t \mathbf{U}_n^{-1}; \quad \mathbf{J} = (\mathbf{U}_n^*)^{-1} \mathbf{S}^*. \quad (1.49)$$

Индексом "н" отмечен вектор \mathbf{U}^{-1} , записанный в диагональной форме аналогично (1.44).

Подставляя (1.49) в (1.48), получаем

$$\Delta P = \mathbf{S}_t \mathbf{U}_n^{-1} \mathbf{R} (\mathbf{U}_n^*)^{-1} \mathbf{S}^*;$$

$$\Delta Q = \mathbf{S}_t \mathbf{U}_n^{-1} \mathbf{X} (\mathbf{U}_n^*)^{-1} \mathbf{S}^*.$$

Потери мощности часто определяют, пользуясь некоторым средним значением напряжения U_y :

$$\Delta P = \frac{1}{U_y^2} \mathbf{S}_t \mathbf{R} \mathbf{S}^* = \frac{1}{U_y^2} (\mathbf{P}_t \mathbf{R} \mathbf{P} + \mathbf{Q}_t \mathbf{R} \mathbf{Q}) = \Delta P_P + \Delta P_Q; \quad (1.50)$$

$$\Delta Q = \frac{1}{U_y^2} \mathbf{S}_t \mathbf{X} \mathbf{S}^* = \frac{1}{U_y^2} (\mathbf{P}_t \mathbf{X} \mathbf{P} + \mathbf{Q}_t \mathbf{X} \mathbf{Q}) = \Delta Q_P + \Delta Q_Q \quad (1.51)$$

Потери электроэнергии за время T составят

$$\Delta W = \int_0^T \Delta P(t) dt = \int_0^T \mathbf{S}_t(t) \mathbf{U}_n^{-1}(t) \mathbf{R} (\mathbf{U}_n^*)^{-1}(t) \mathbf{S}^*(t) dt.$$

При заданном напряжении в базисном узле U_0 напряжения в узлах определяют по формуле

$$\mathbf{U} = n U_0 \cdot \mathbf{Z} \mathbf{J} = n U_0 \cdot \mathbf{Z} (\mathbf{U}_n^*)^{-1} \mathbf{S}^*.$$

Так как искомые напряжения входят в обе части уравнения, определять их приходится с помощью итерационного расчета.

Глава вторая

МЕТОДЫ И ПРОГРАММЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

2.1. РАСЧЕТ НАГРУЗОЧНЫХ ПОТЕРЬ В ТРАНЗИТНЫХ СЕТЯХ

Трудности расчета потерь электроэнергии в транзитных сетях обусловлены значительными изменениями передаваемой по ним мощности, слабо прогнозируемыми на длительные интервалы времени. Это затрудняет использование в расчетах интегральных или усредненных характеристик режимов (электроэнергии, переданной за рассматриваемый период, средних нагрузок и т.п.). Единственным способом получения результата с приемлемой точностью являются оперативные расчеты потерь мощности по данным телеизмерений нагрузок и текущее их суммирование.

Наиболее простым методом таких расчетов является метод элементарного расчета. Формула (1.12) позволяет рассчитывать нагрузочные потери в сети по данным о токовых нагрузках элементов. Затраты времени ЭВМ на проведение таких расчетов пренебрежимо малы. Программа для ЭВМ может быть разработана службой АСУ энергосистемы с учетом конкретных особенностей последней. Опыт функционирования такой программы имеется, например, в Латвиглавэнерго, Литовглавэнерго, Иркутскэнерго. Опыт Латвиглавэнерго описан в [13].

Погрешности определения потерь методом элементарного расчета зависят от достоверности сопротивлений R , частоты расчетов N (1 раз в час) и продолжительности расчетного периода T . Чем больше частота расчетов, тем более достоверно расчетные потери мощности в момент времени t отражают средние ее потери в промежутке между замерами. Чем больше продолжительность расчетного периода, тем меньше погрешность в потерях электроэнергии в связи с частичной компенсацией погрешностей в потерях мощности при их суммировании. Неточ-

ности в сопротивлении R имеют как систематическую, так и случайную погрешности. Первая определяется неточностью данных о длине линии, вторая — зависимостью R от температуры провода, меняющейся при изменении метеоусловий и токовой нагрузки элемента.

Среднеквадратичная случайная погрешность расчета потерь электроэнергии в m элементах за время T , ч, при использовании сопротивлений, приведенных к среднегодовой температуре, может быть определена по формуле, %,

$$\Delta = \sqrt{\frac{50}{NTm}}, \quad (2.1)$$

исходящей из полученной расчетом оценки среднеквадратичной погрешности определения потерь в одном элементе около 2% для случая $T = 1$ и $N = 12$ (расчет проводится каждые 5 мин). Из (2.1) следует, что при расчете потерь за месяц ($T = 720$ ч) случайная погрешность пренебрежимо мала даже для одного элемента.

Для оценки погрешностей в значениях R необходимо проводить специальные исследования.

Если имеются данные телеизмерений, позволяющие определять нагрузки подстанций, то для расчета потерь мощности в сети необходимо проводить оперативные расчеты ее режимов. Как правило, это приводит к большим затратам времени ЭВМ. Поэтому при разработке программ таких расчетов стремятся сократить время вычислений за счет эквивалентирования сети (что позволяет рассчитывать потери мощности в ней без расчета параметров режима во всех ее узлах) или получения потерь мощности в текущих режимах исходя из их значения в предварительно рассчитанных базовых режимах и оценки их изменения при изменении нагрузок.

Для проведения оперативных расчетов потерь рекомендуется использовать следующие программы.

1. Программу ЛОТОС или РИБ разработки Уралтехэнерго, которые на основании результатов расчета двух установившихся режимов электрической сети рассчитывают коэффициенты B для последующего расчета потерь мощности в каждом режиме по формуле

$$\Delta P = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^m (B_{ij} P_i P_j + B'_{ij} P_i Q_j + B''_{ij} Q_i Q_j) + B_0, \quad (2.2)$$

где m — число узлов, из которых поступают данные телеизмерений; P и Q — активная и реактивная нагрузки узла.

Обычно число m много меньше общего числа узлов сети, так как в m включаются лишь узлы, нагрузка которых изменяется значительно. Расчет по (2.2) требует весьма малого времени ЭВМ — около 5 с за сутки.

Расчет коэффициентов B , общее число которых в соответствии с (2.2) составляет $3m^2 + m$, производит подпрограмма ЛОТОС-Б, используя данные расчета режимов по программе RGM-600. Текущие расчеты по (2.2) выполняет подпрограмма ЛОТОС-П. Точность расчета потерь определяется количеством характерных режимов, для которых вычислены свои значения коэффициентов B .

Максимальный объем рассчитываемой сети: 700 узлов, 800 ветвей, число узлов с телеизмерениями $m = 25$.

Объем памяти для программы ЛОТОС-Б — 260 Кбайт, для ЛОТОС-П — 60 Кбайт. Время расчета коэффициентов B для сети максимального объема не превышает 15 мин для ЭВМ ЕС 1022.

2. Программа "План-2" разработки ВЦ ГТУ [35] осуществляет расчет потерь мощности в текущих режимах на основании их расчета для базового режима $\Delta P_{\text{баз}}$ и производных от потерь мощности по нагрузкам узлов σ_i :

$$\Delta P = \Delta P_{\text{баз}} + \sum_{i=1}^n \sigma_i \delta P_i, \quad (2.3)$$

где δP_i — изменение мощности в i -м узле по сравнению с базовым режимом.

Для данной программы требуются данные о нагрузках всех узлов сети.

Погрешности расчета потерь электроэнергии с использованием программ ЛОТОС и "План-2" определяются тем, насколько коэффициенты B (или значения σ_i), вычисленные для базовых режимов, соответствуют текущим значениям нагрузок. Исследования, проведенные разработчиками программы "План-2", показали, что максимальная погрешность вычисления потерь мощности в различных режимах по значениям σ_i , определенным для базового режима, не превышает 6%. Поэтому среднеквадратичная погрешность вычисления потерь электроэнергии за период T , ч, может быть определена по формуле

$$\Delta = \sqrt{\frac{3}{NT}}, \quad (2.4)$$

где N — частота расчетов, 1/ч.

3. Программа ДОН, разработанная Донтехэнерго, осуществляет оперативные ежечасные расчеты потерь мощности в сети по данным о нагрузках узлов, получаемым с помощью телеизмерений. Данные о нагрузках узлов, не оснащенных телеизмеряющей аппаратурой, программа формирует сама на основании предварительно определенной регрессионной зависимости между суммарной нагрузкой района и нагрузками отдельных узлов. Схема сети для каждого расчета формируется по данным телесигнализирующей аппаратуры. Каждый расчет производится по полной схеме сети.

Максимальный объем сети: 230 узлов, 300 ветвей. Время счета 24 режимов для сети предельного объема — 1 ч.

Программа включает в себя:

подпрограммы ввода и корректировки исходной информации о режимах параметрах и схеме сети;

подпрограмму обработки телеинформации о режимных параметрах сети;

подпрограмму получения псевдоизмерений (косвенной оценки недостающих исходных данных);

подпрограмму синтеза расчетной схемы замещения;

подпрограмму расчета потоков распределения и потерь электрической энергии.

Для расчета потоков распределения применен метод оценивания состояния сети (использован блок статистического оценивания состояния сети ЗАМЕР). Программа предназначена для работы в составе вычислительной системы 4М 6000 ЕС1040.

4. Программа ИДК-2, разработанная в Ставропольском политехническом институте, на основании предварительного расчета серии рабочих режимов сети (не менее 30 режимов) определяет регрессионные зависимости потерь мощности и электроэнергии от основных влияющих факторов. В качестве факторов используются: на уровне РДУ — нагрузки ПЭС и межсистемные перетоки; на уровне ПЭС — суммарная нагрузка ПЭС и перетоки мощности между ПЭС.

Определение потерь мощности и электроэнергии с использованием полученной зависимости может выполняться на мини-ЭВМ, куда поступают данные телеизмерений используемых факторов.

Максимальный объем исходной сети определяется используемой программой расчета рабочего режима сети. Время расчета коэффициентов регрессионной зависимости не превышает 1 мин. Расчет потерь мощности по полученной зависимости занимает не более 1 с.

2.2. РАСЧЕТ НАГРУЗОЧНЫХ ПОТЕРЬ В ЗАМКНУТЫХ СЕТЯХ 110 кВ И ВЫШЕ

Изложенные ниже методы расчета дают тем большую точность, чем меньше транзитные потоки энергии, передаваемой по рассматриваемой сети, и чем более стабильны графики ее нагрузки. Все методы основаны на результатах измерений графиков нагрузки узлов в дни контрольных замеров и тех или иных допущениях о соотношении этих нагрузок с нагрузками в остальные дни. Обычная формула расчета нагрузочных потерь электроэнергии с использованием τ может быть записана в следующем виде:

$$\Delta W_H = \Delta P_{max} \tau = \Delta P_{max} \tau_{сут} D_{ЭК}, \quad (2.5)$$

где $\tau_{сут}$ — число часов наибольших потерь, вычисленных для суточ-

ного графика; $D_{ЭК}$ — число дней, за которые потери электроэнергии при работе сети в соответствии с графиком нагрузки зимнего контрольного дня будут равны действительным потерям за год. Очевидно, $\tau_{сут} \leq 24$ ч и $D_{ЭК} \leq 365$.

Использование как $\tau_{сут}$, так и $D_{ЭК}$ основано на допущении, что отношение потерь мощности в любом режиме к известным потерям в режиме максимальных нагрузок пропорционально квадрату соотношения суммарных нагрузок сети. Исследования (см. приложение 3) показали, что использование τ для расчета потерь электроэнергии в сетях с разнородными графиками нагрузок узлов приводит к значительным погрешностям, причем наибольшую погрешность вносит внутрисуточная неоднородность (непохожесть суточных графиков различных узлов). Межсезонная неоднородность (изменение конфигурации графика одного и того же узла в различные периоды года) гораздо менее заметна. Поэтому основная погрешность использования τ обусловлена погрешностью определения составляющей $\tau_{сут}$, а использование $D_{ЭК}$ влияет на точность расчета потерь в значительно меньшей степени.

В связи с этим методы характерных суток предусматривают расчет потерь электроэнергии за контрольные сутки ΔW_H^C прямым расчетом потерь мощности для каждого часа контрольных суток (это устраняет погрешность, вызываемую использованием $\tau_{сут}$) и определение потерь электроэнергии за D суток по одной из формул (1.19) — (1.21).

Метод расчета потерь, реализованный в программе РАП-ОС разработки ВНИИЭ, предусматривает определение $D_{ЭК}$ по любой из формул (1.19) — (1.21). Возможен также расчет по τ .

Метод расчета потерь, реализованный в программе РП разработки Средатехэнерго, предусматривает определение $D_{ЭК}$ по (1.20) при $k_{Ф и} = 1$.

Метод расчета, реализованный в программе РПОТ разработки Уралтехэнерго, предусматривает следующий порядок расчета. Потери электроэнергии ежегодно рассчитываются за зимние и летние контрольные сутки. Месяцы года делятся на три группы: павшие месяцы года, потребление энергии за которые больше среднемесечного потребления за год; средние месяцы года, потребление энергии за которые меньше среднемесечного; конечные месяцы года, за которые потребление опять превышает среднемесечные. Определяются суммарные количества дней в каждой группе месяцев D_1 , D_2 и D_3 . Годовые потери электроэнергии определяют по формуле

$$\Delta W_H = \Delta W_H^C D_1 + \Delta W_H^C D_2 + \Delta W_H^C D_3, \quad (2.6)$$

где ΔW_H^C , ΔW_H^C и ΔW_H^C — потери электроэнергии соответственно за зимние контрольные сутки прошлого года, распространяемые на на-

чальные месяцы текущего года, потери за летние и за зимние контрольные сутки текущего года.

В описанном виде метод Уралтехэнерго может быть отнесен и к методам характерных режимов, так как (2.6) представляет собой суммирование потерь мощности на 72 характерных интервалах (3 сут), первые 24 из которых имеют продолжительности по L_1 часов, вторые — L_2 и третьи — L_3 (сумма всех интервалов 8760 ч), и к методам характерных суток, так как характерные режимы пабираются из характерных суток.

Формулу (2.6) можно уточнить за счет подстановки вместо L_i эквивалентных значений (1.19) — (1.21), определяемых для каждого из трех расчетных периодов. В этом случае $L_1 + L_2 + L_3 \neq 365$ и метод следует отнести к группе методов характерных суток.

Программа РАП-ЗЭС разработки ВНИИЭ [23] реализует несколько методов: характерных режимов, характерных суток по (1.19) и метод 7. Как и программа РАП-ОС, данная программа использует в качестве внутреннего блока программу Б-2, рассчитывающую оптимальные режимы сети по реактивной мощности и коэффициентам трансформации, поэтому исходная информация о схеме и нагрузках сети должна соответствовать требованиям программы Б-2.

Для сокращения времени счета серии режимов и количества информации о нагрузках узлов в состав РАП-ЗЭС включена программа эквивалентирования сети ЭС-1. Данная программа позволяет часть элементов сети оставить в исходном виде (узлы с межсистемными перетоками, крупные электростанции, трансформаторы связи сетей, выделенные линии и т.п.), а остальные преобразовать в соответствии с заданными условиями эквивалентирования.

Максимальное число узлов исходной сети — 2000, ветвей — 3000. Объем эквивалентной схемы ограничен возможностями программы Б-2: число узлов — от 600, ветвей — до 900, источников реактивной мощности — до 400, трансформаторов — до 600, из них со связанным продольно-поперечным регулированием — до 20. Если исходная схема содержит большее число элементов, ее разделяют на подсистемы, каждую из которых рассчитывают по программе Б-2 отдельно, причем в узлах соединения подсистем небалансы мощности должны отсутствовать.

Программа ИЦК-1 Ставропольского политехнического института реализует алгоритм расчета, близкий к примененному в программе РИОТ-ИС. В программе использован метод расчета режима сети, обладающий повышенной надежностью получения результатов. Предусмотрено автоматическое формирование графиков нагрузки узлов на основе сбалансированных режимов, объединение элементов сети в группы для корректировки графиков и структурного анализа потерь.

Максимальный объем сети: 1000 узлов, 1500 ветвей. Время счета для сети предельного объема на ЕС 1033 — не более 1 ч.

Программа РАУ, разработанная Белорусским отделением института "Энергосетьпроект", позволяет определить за любой необходимый период времени (месяц, квартал, год) следующие составляющие потерь электроэнергии:

- нагрузочные потери в проводах линий и обмотках трансформаторов;
- постоянные потери (потери холостого хода) в стали трансформаторов;

- потери на корону в проводах линий.

Нагрузочные потери определяют на основании расчетов по программе "Мустанг-83" трех режимов работы сети: при средних нагрузках узлов, равных потреблению электроэнергии, деленному на время в каждом из узлов; при максимальных и минимальных нагрузках. В результате расчета для каждой ветви определяют три значения активного и реактивного потоков мощности. При расчетах за прошлый период предусмотрена возможность использования известной для отдельных ветвей информации о потоках активной и реактивной энергии, по которым рассчитывают потоки мощности в среднем нагрузочном режиме.

Нагрузочные потери в каждой ветви определяют по формуле (1.16), при этом коэффициент формы графика находится по (II.2.5).

Для расчета постоянных потерь электроэнергии в стали силовых трансформаторов в их расчетных схемах замещения указывают ветви намагничивания. Предусмотрен учет коэффициентов формы графиков напряжения в узлах.

Для расчета потерь электроэнергии на корону в массив исходных данных о ветвях заносят информацию об активных проводимостях линий. В результате работы программы рассчитываются также интегральные показатели, служащие для выявления элементов сети очагов технических потерь электроэнергии.

На печать выводятся следующие данные по ветвям, расположенным в порядке убывания относительных величин нагрузочных потерь электроэнергии (в процентах к полному потоку электроэнергии):

- потоки активной и реактивной мощности в среднем нагрузочном режиме;

- величины нагрузочных потерь электроэнергии (суммарных и их составляющих от передачи активных и реактивных нагрузок);

- потери электроэнергии на корону;

- постоянные потери электроэнергии в стали трансформаторов.

Кроме того, распечатываются значения суммарных нагрузочных потерь электроэнергии в ветвях, примыкающих к каждому узлу сети.

В перспективе программа будет дополнена блоками выбора мероприятий по снижению потерь электроэнергии.

Максимальный объем сети: 300 узлов, 400 ветвей. Время счета сети предельного объема на ЕС 1035 — около 5 мин.

При расчете потерь электроэнергии следует обращать особое внимание на соответствие информации о нагрузках узлов суммарной нагруз-

ке энергосистемы (по мощности и по электроэнергии) и при необходимости проводить ее балансировку. В программе РАП-ЗЭС такая балансировка производится за счет использования программы коррекции исходных данных разработки ВЦ ГТУ и программы прогнозирования графиков нагрузки и восстановления недостающей информации разработки Ленэнерго.

Балансировка нагрузок в программе РАП-ОС производится исходя из допущения о достоверности суммарной нагрузки и необходимости коррекции узловых нагрузок для их "подгонки" к суммарной.

Все узлы делят на ограниченное число групп в зависимости от факторов, обуславливающих достоверность данных об их нагрузках. Например, к первой группе могут быть отнесены узлы, нагрузка которых замерена постоянным дежурным персоналом или с помощью телеизмерений, ко второй — нагрузка которых замерена оперативно-выездными бригадами и т.д. Каждой группе на основании экспериментов (поверочных замеров) или экспертных оценок присваивают количественные значения кратностей корректировки $k_{кр}$, равные, например 1, 10, 15 и т.п. Численные значения оценок означают, что имеющийся небаланс $P_{нб}$ будет распределяться между узлами таким образом, что относительная корректировка нагрузок второй группы будет в 10 раз больше, чем первый, а третьей группы — в 15 раз. На результаты корректировки нагрузок влияют не численные значения $k_{кр}$, а их соотношение для различных групп нагрузок. Тот же результат будет получен при значениях 0,1; 1 и 1,5. Если информацию, получаемую с помощью телеизмерений, считать практически достоверной, то нагрузки этой группы могут не корректироваться и выделяться из общего баланса как известная составляющая.

Если для конкретного режима доля нагрузок i -й группы в суммарной нагрузке составляла $d_i = P_i / P_{\Sigma}$, то доля небаланса, приходящаяся на эту группу нагрузок,

$$d_{нб i} = \frac{d_i k_{кр i}}{\sum_{j=1}^m d_j k_{кр j}}, \quad (2.7)$$

где m — число групп.

Скорректированное значение нагрузки узла l определяют по формуле

$$P_{l \text{ кор}} = P_{l \text{ исх}} \left(1 + \frac{d_{нб i} P_{нб}}{P_i} \right) = P_{l \text{ исх}} k_{к}. \quad (2.8)$$

Степень небаланса нагрузок характеризует качество имеющейся информации. Не существует математических методов, которые мог-

ли бы восстановить достоверное значение неизвестной информации. Все способы такого восстановления неизбежно базируются на приближительных связях между известными и неизвестными величинами и носят либо регрессионный, либо экспертный характер. Формы записи уравнений корректировки могут быть самыми различными. Формулы (2.7) — (2.8) представляют одну из них. В [11] используется формула, в соответствии с которой поправка принимается пропорциональной величине $1 - \omega$, где ω — коэффициент достоверности нагрузки. Связь между $k_{кр}$ и ω имеет вид $k_{кр} = 1 / (1 - \omega)$.

При использовании методов характерных суток следует помнить, что их погрешность зависит от межсезонной неоднородности графиков нагрузки узлов и постоянства схемы сети. Анализ показал, что для узлов нагрузки с круглогодичным потреблением межсезонная неоднородность мала и незначительно влияет на точность расчета. Межсезонная неоднородность графиков генерирующих узлов бывает значительной. Это обуславливается рядом причин (водностью рек, топливной конъюнктурой, выводом в ремонт оборудования станций и т.п.), приводящих к тому, что соотношение зимнего и летнего графиков нагрузки рассматриваемой станции не соответствует соотношению таких же графиков суммарной нагрузки энергосистемы в целом. Это же относится и к узлам нагрузки с сезонными потребителями. Схема сети также может иметь сезонные изменения. Поэтому в любом случае потери электроэнергии целесообразно рассчитывать для нескольких характерных суток в году, определяя для каждого из них эквивалентную продолжительность $L_{эк}$.

Погрешности определения потерь электроэнергии методами характерных режимов и характерных суток определяются, с одной стороны, точностью расчета потерь мощности в каждом режиме (здесь наибольшее значение имеют информационные погрешности данных о нагрузках узлов), а с другой — числом и правильностью выбора характерных периодов (режимов, суток).

Среднеквадратичную погрешность расчета потерь мощности в сети при известных погрешностях узловых нагрузок и достоверно известной суммарной нагрузке сети определяют по формуле (см. приложение 5)

$$\Delta_{\Pi} = \frac{1}{50ab} \sqrt{\sum_{l=1}^n (c_l b - a)^2 m_l^2 \Delta_l^2}, \quad (2.9)$$

где $a = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n m_i m_j R_{ij}$; $b = \sum_{i=1}^n m_i$; $c_l = \sum_{i=1}^n m_i R_{li}$; m_i — математическое ожидание нагрузки i -го узла; R_{ij} — взаимное (при $i = j$ — собственное) узловое сопротивление; Δ_l — среднеквадратичная погрешность нагрузки l -го узла, %; n — число узлов.

Среднеквадратичную погрешность расчета потерь электроэнергии, вызываемую ограниченным числом характерных режимов N_p , определяют по эмпирической формуле

$$\Delta_o = \sqrt{\frac{4N_p^2 + 2000}{N_p}}, \quad (2.10)$$

справедливой при $N \geq 10$.

Суммарную погрешность расчета при использовании метода характерных режимов определяют по формуле

$$\Delta_\Sigma = \sqrt{\Delta_o^2 + \Delta_{\text{и}}^2}, \quad (2.11)$$

где $\Delta_{\text{и}}$ — погрешность, определенная по (2.9).

По этой же формуле определяют и погрешность расчета при использовании метода характерных суток. В этом случае

$$\Delta_o = \frac{\sqrt{2N_p^2 N_c^2 + 1000}}{N_p N_c}, \quad (2.12)$$

где N_p — число режимов, рассчитываемых для суточного графика; N_c — число характерных суток, для которых рассчитывались значения $\Delta W_{\text{и}}^c$.

Пример 2.1. Определить сбалансированные значения нагрузок в сети, состоящей из 10 подстанций, 7 из которых оборудованы телеизмерительной аппаратурой, в связи с чем их нагрузки определяются практически без погрешности. Суммарная нагрузка этих подстанций составила 62 МВт, а суммарная нагрузка сети 82 МВт, из которых 4 МВт представляют собой потери. По остальным трем подстанциям нагрузки, полученные путем отдельных замеров, составили 4, 8 и 8 МВт.

Решение. Фактическое значение суммарной мощности нагрузки трех рассматриваемых подстанций составляет $82 - 4 - 62 = 16$ МВт. В то же время сумма нагрузок, полученных путем отдельных замеров, составляет $4 + 8 + 8 = 20$ МВт. Небаланс $P_{\text{нб}} = -4$ МВт.

Нагрузки первых двух подстанций определялись по графику, снятому в день контрольных замеров для всех 24 ч суток. Нагрузка третьей подстанции определялась по трем замерам, произведенным в различные часы контрольных суток. Соотношение точностей нагрузок для этих двух групп подстанций исходя из опыта работы устанавливается равным 1 : 1,5.

Определяем доли нагрузок каждой группы:

$$d_1 = (4 + 8)/20 = 0,6; \quad d_2 = 8/20 = 0,4.$$

Определяем по (2.7) доли небаланса, приходящиеся на каждую

группу нагрузок:

$$d_{\text{нб}1} = \frac{0,6 \cdot 1}{0,6 \cdot 1 + 0,4 \cdot 1,5} = 0,5; \quad d_{\text{нб}2} = 0,5.$$

Определяем по (2.8) коэффициенты коррекции нагрузок:

$$k_{\text{к}1} = 1 - \frac{0,5 \cdot 4}{12} = 0,83; \quad k_{\text{к}2} = 1 - \frac{0,5 \cdot 4}{8} = 0,755$$

и скорректированные их значения:

$$P_{1\text{к}} = 4 \cdot 0,83 = 3,32 \text{ МВт}; \quad P_{2\text{к}} = 8 \cdot 0,83 = 6,64 \text{ МВт};$$

$$P_{3\text{к}} = 8 \cdot 0,755 = 6,04 \text{ МВт}.$$

Пример 2.2. Определить погрешность расчета потерь мощности в замкнутой сети из трех узлов (рис. 1.1), если нагрузки в узлах известны с точностью $\Delta = 10\%$, а сами нагрузки и узловые сопротивления сети (см. § 1.7) составляют

$$P = \begin{vmatrix} 100 \\ 70 \\ 150 \end{vmatrix}; \quad R = \begin{vmatrix} 21 & 9 & 7 \\ 9 & 21 & 3 \\ 7 & 3 & 9 \end{vmatrix}.$$

Решение. Определяем значения величин, используемых в формуле (2.9):

$$a = 100(100 \cdot 21 + 70 \cdot 9 + 150 \cdot 7) + 70(100 \cdot 9 + 70 \cdot 21 + 150 \cdot 3) + 150(100 \cdot 7 + 70 \cdot 3 + 150 \cdot 9) = 914\,400;$$

$$b = 100 + 70 + 150 = 320;$$

$$c_1 = 100 \cdot 21 + 70 \cdot 9 + 150 \cdot 7 = 3780;$$

$$c_2 = 100 \cdot 9 + 70 \cdot 21 + 150 \cdot 3 = 2820;$$

$$c_3 = 100 \cdot 7 + 70 \cdot 3 + 150 \cdot 9 = 2260.$$

По формуле (2.9) определяем

$$\Delta_{\text{и}} = \frac{10^{-3}}{50 \cdot 914,4 \cdot 320} \sqrt{(3780 \cdot 320 - 914\,400)^2 \times \rightarrow \\ \rightarrow \frac{\times 100^2 \cdot 10^2 + (2820 \cdot 320 - 914\,400)^2 \cdot 70^2 \cdot 10^2 + (2260 \cdot 320 - 914\,400)^2 \cdot 150^2 \cdot 10^2}{\rightarrow} = 2,8\%.$$

Из данного результата видно, что точность расчета потерь мощности оказывается в несколько раз выше, чем точность задания узловых нагрузок (в случае, если суммарная нагрузка сети известна).

2.3. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ В РАДИАЛЬНЫХ СЕТЯХ 35–150 кВ

Расчеты потерь в радиальных сетях могут выполняться по тем же методикам и программам, что и для замкнутых сетей. Однако в большинстве случаев это нецелесообразно, так как разомкнутость сети позволяет применять более простые методы расчета. Кроме того, эти сети находятся в ведении предприятий электрических сетей, в распоряжении которых имеется вычислительная техника с меньшими возможностями, чем в ЦП энергосистемы. И, наконец, простота конфигурации радиальных сетей позволяет легко приводить их к эквиваленту в виде одного-двух сопротивлений, которые можно использовать как для ручного экпресс-анализа потерь, так и для представления этих сетей в расчетах, требующих одновременно учета сетей всех напряжений (например, при взаимоувязанном выборе компенсирующих устройств в сетях энергосистемы и потребителей).

В связи с этим методики расчета потерь электроэнергии в этих сетях предусматривают итерационный расчет потоков распределения и режима напряжения: от нагрузочных узлов к ЦП определяют потоки мощности по элементам, а от ЦП к нагрузочным узлам потери напряжения на элементах.

Одним из наиболее важных этапов расчета является балансировка нагрузок ЦП и нагрузочных узлов.

Расчеты потерь электроэнергии в этих сетях могут проводиться по программам РАП 35–150 разработки ВНИИЭ и РНОТ-РС разработки Уралтехэнерго.

Программа РАП 35–150 определяет расчетные интервалы суммарных потерь электроэнергии и их структурных составляющих по данным о схеме сети и нагрузках, представленных различными способами: графиком нагрузки на головном участке и (или) электроэнергией, пропущенной в сеть; графиком нагрузки на подстанциях и (или) энергией, опущенной с этих подстанций в сети 6–20 кВ, и т.д. Ограничения по числу узлов нестрогичны.

Программа представляет собой комплекс подпрограмм, осуществляющий контроль правильности заполнения и непротиворечивости исходной информации, расчет потерь мощности, электроэнергии и эквивалентных сопротивлений линий и трансформаторов рассматриваемой сети, структуру потерь, составление сводных ведомостей по группам разомкнутых сетей 35–150 кВ (ЦЭС, энергосистеме в целом).

Программа производит анализ структуры потерь, вывод на печать перечня линий с наибольшей плотностью тока (в порядке снижения плотности) и перечней перегруженных и недогруженных трансформаторов.

Программа РНОТ-РС определяет расчетные потери электроэнергии и их структуру в сетях 35–150 и 6–20 кВ, имеющих головной учет электроэнергии. В качестве исходных данных используются:

схема сети и параметры ее элементов;

суточные графики тока и напряжения на головных участках линий, снятые в дни контрольных замеров;

электроэнергия, переданная по головным участкам за расчетный период;

данные о нагрузках РТ.

Программа использует предварительно созданную на магнитных дисках базу данных, в которой хранится информация, необходимая для решения всего комплекса режимных задач по распределительным сетям. Запись информации в базу данных может производиться как с указанием параметров элементов схемы замещения сети, так и с использованием каталогов с марками проводов (кабелей) и каталогов по РП напряжением 6–35 кВ. Ввод информации в базу данных осуществляется с перфокарт в бесформатном виде. Работа с базой данных (запись, корректировка, исключение) выполняется с использованием управляющих директив.

Расчет потерь электроэнергии в сетях 6–20 кВ может выполняться при различных видах задания нагрузок РТ:

1) информация о нагрузке РТ отсутствует. Определение нагрузок проводится расчетом с распределением нагрузки головного участка сети пропорционально номинальным мощностям РТ;

2) задается ток, измеренный в часы предполагаемого максимума нагрузки;

3) задается максимальная активная и реактивная мощность нагрузки;

4) задается среднесуточное потребление электроэнергии, рассчитанное исходя из потребления за месяц (квартал);

5) задается потребление электроэнергии за сутки характерного рабочего дня;

6) задаются максимальная нагрузка РТ и номер типового суточного графика нагрузки;

7) задаются среднесуточное потребление электроэнергии и номер типового суточного графика нагрузки;

8) задаются среднесуточное потребление электроэнергии и график тока за сутки характерного рабочего дня.

В разомкнутых сетях 35–110 кВ нагрузки могут задаваться способами 3–8.

Расчет потерь электроэнергии выполняется для каждой распределительной линии одной ступени напряжения отдельно.

Программа позволяет выполнять расчет установившегося режима распределительной сети, расчет потерь электроэнергии для каждой распределительной линии с указанием минимально и максимально возможных значений потерь, производить оптимизацию точек размыкания распределительной сети по минимуму потерь электроэнергии в сети.

Программа позволяет получать структуру потерь электроэнергии по подстанции, РЭС и ПЭС в целом. Предельный объем решаемой задачи для одного ПЭС — 10 районов, 300 линий, 2000 ветвей в одном районе, 200 ветвей в схеме замещения одной линии. Программа работает с операционными системами ДОС ЕС и ОС ЕС. Для работы программы требуется 240 Кбайт оперативной памяти.

Программа "Потери-ЕС" Украинского отделения института "Сельэнергопроект" рассчитывает потери в сетях 6-110 кВ сельскохозяйственного назначения, используя типовые графики нагрузок различных групп потребителей [24].

В состав программы входят подпрограммы, выполняющие следующие функции:

- формирование базы справочных данных;
 - контроль и анализ директивной и исходной информации;
 - моделирование режима работы сети и расчет потерь электроэнергии.
- Подпрограммы первой группы используются периодически и предназначены для создания файлов справочных данных и их корректировки.

Вторая группа подпрограмм работает постоянно. Ее назначение — контроль директивных и исходных данных, создание базы данных конкретных объектов. Эта группа подпрограмм обеспечивает вывод на печать информации об ошибках в исходных данных. Третья группа подпрограмм обеспечивает расчет потерь электроэнергии и их структуры.

Программа ЛН Белорусского отделения института "Энергосетьпроект" рассчитывает потери электроэнергии исходя из данных о схеме сети 6-150 кВ и ее параметрах, значениях электроэнергии, переданной через каждую подстанцию, и о максимальных и минимальных нагрузках подстанций в дни контрольных замеров.

Программа ИЛК-3 Ставропольского политехнического института реализует алгоритм расчета, близкий к примененному в программе РПОТ-РС. Отличием является возможность построения эквивалентов для группы линий 6-35 кВ района или предприятия электрических сетей. Сервисные программы обеспечивают вывод результатов в табличной форме, содержащей информацию о потерях электроэнергии за каждый квартал и за год в целом.

Программа, разработанная Латгавиэнерго, производит расчет потерь в сети 6-110 кВ в темпе процесса на основе регрессионных зависимостей. Программа подробно описана в [12].

Для расчета потерь в сетях 6-150 кВ может использоваться также информационно-вычислительный комплекс по расчетам и оптимизации систем электроснабжения ИВК СЭС, разработанный в Киевском политехническом институте. В составе комплекса имеются программы, позволяющие решать и другие задачи: расчет показателей качества электроэнергии, показателей надежности, токов короткого замыкания и др.

2.4. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ В РАДИАЛЬНЫХ СЕТЯХ 6-20 кВ

Сети 6-20 кВ энергосистем характеризуются относительной простотой схемы каждой линии 6-20 кВ, большим количеством таких линий и низкой достоверностью информации о нагрузках трансформаторов 6-20/0,4 кВ. Перечисленные факторы вместе с дефицитом трудовых ресурсов в ПЭС и РЭС делают нецелесообразным на данном этапе применение для расчетов потерь электроэнергии в этих сетях методов, аналогичных применяемым в сетях более высоких напряжений и основанных на наличии информации о каждом элементе сети. В связи с этим получили распространение методы, основанные на представлении линий 6-20 кВ в виде эквивалентных сопротивлений.

Нагрузочные потери электроэнергии в линии определяют по одной из двух формул в зависимости от того, какая информация о нагрузке головного участка имеется — активная W_P и реактивная W_Q энергия, переданная за время T или максимальная токовая нагрузка I_{max} :

$$\Delta W_{\Pi} = \frac{W_P^2 k_{\Phi P}^2 + W_Q^2 k_{\Phi Q}^2}{U_{\Sigma K}^2 T} R_{\Sigma K}, \quad (2.13)$$

или

$$\Delta W_{\Pi} = 3 I_{max}^2 \tau R_{\Sigma K}, \quad (2.14)$$

где $k_{\Phi P}$ и $k_{\Phi Q}$ — коэффициенты формы графиков активной и реактивной мощности; $U_{\Sigma K}$ — эквивалентное напряжение сети, учитывающее изменение фактического напряжения как во времени, так и вдоль линии [см. формулы (4.31) и (4.97) в [1]].

Если графики P и Q на головном участке не регистрируются, коэффициент формы графика рекомендуется определять по (1.18). В [26] показано, что в этом случае возникает незначительная (около 4%) систематическая погрешность в сторону завышения потерь. Эта погрешность компенсируется систематической погрешностью в сторону занижения потерь, вызываемой определением $U_{\Sigma K}$ по замерам только на щитах ЦШ (без учета потерь напряжения в линии). Эквивалентное напряжение определяют по эмпирической формуле

$$U_{\Sigma K} = \sqrt{k_1 U_1^2 + (1 - k_1) U_2^2}, \quad (2.15)$$

где U_1, U_2 — напряжения в ЦШ в режимах наибольших и наименьших нагрузок; $k_1 = 0,9$ для сетей 6-20 кВ и 0,8 для сетей 35-150 кВ. Более точное выражение для $U_{\Sigma K}$ приведено в приложении 9.

В этом случае формула (2.13) приобретает вид

$$\Delta W_{\Pi} = \frac{W_P^2 + W_Q^2}{U_{\Sigma K}^2 T} k_{\Phi}^2 R_{\Sigma K}, \quad (2.16)$$

где k_{Φ}^2 определяют по (1.18) исходя из данных о коэффициенте заполнения графика активной нагрузки.

В связи с несовпадением времени замера токовой нагрузки с неизвестным временем ее действительного максимума формула (2.14) также дает заниженные результаты. Устранение систематической погрешности достигается увеличением значения, получаемого по (2.14), в 1,37 раза (см. § 4.2 в [1]). Расчетная формула приобретает вид

$$\Delta W_{\Pi} = 4,1 I_{\max}^2 \tau R_{\Sigma K} \quad (2.17)$$

Эквивалентное сопротивление линии 6-20 кВ при неизвестных нагрузках элементов определяют исходя из допущения одинаковой относительной загрузки трансформаторов. В этом случае расчетная формула имеет вид

$$R_{\Sigma K} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{Ti}^2 R_{\Pi i} + \sum_{j=1}^m S_{Tj}^2 R_{Tj}}{S_{T \cdot T}^2} = R_{\Sigma K}^{\Pi} + R_{\Sigma K}^T \quad (2.18)$$

где S_{Ti} — суммарная номинальная мощность распределительных трансформаторов (РТ), получающих питание по i -му участку линий сопротивлением $R_{\Pi i}$; n — число участков линий; S_{Tj} — номинальная мощность j -го ВТ сопротивлением R_{Tj} ; m — число РТ; $S_{T \cdot T}$ — суммарная мощность РТ, присоединенных к рассматриваемой линии.

Расчет $R_{\Sigma K}$ по (2.18) предполагает обработку схемы каждой линии 6-20 кВ (нумерацию узлов, кодирование марок проводов и мощностей РТ и т.п.) и может проводиться по программе РВС 6-20, разработанной во ВНИИЭ. Вследствие большого числа линий 6-20 кВ такой расчет $R_{\Sigma K}$ может быть затруднительным из-за больших трудозатрат. В этом случае используют регрессионные зависимости, позволяющие определять $R_{\Sigma K}$ исходя из обобщенных параметров линии: суммарной длины участков линии, сечения провода и длины магистрали, ответвлений и т.п. Исследования (см. приложение 6) показали, что для практического использования наиболее целесообразна зависимость

$$R_{\Sigma K} = R_T + \frac{a_1 l_M^a + a_2 l_M^c + a_3 l_0^a + a_4 l_0^c}{F_M} \quad (2.19)$$

где R_T — сопротивление головного участка линии; l_M^a, l_M^c — суммарные длины участков магистрали (без головного участка) с алюминиевыми и стальными проводами соответственно; l_0^a, l_0^c — то же участков линии, относящихся к ответвлениям от магистрали; F_M — сечение провода магистрали; a_1, a_4 — коэффициенты, рассчитываемые программой РВС 6-20.

Таблица 2.1. Коэффициенты a и среднеквадратичные погрешности вычисления $R_{\Sigma K}^{\Pi}$ [по (2.19)]

ОЭС	a_1	a_2	a_3	a_4	$\Delta_+, \%$	$\Delta_-, \%$
Центра и Северо-Запада	15,3	50	1,5	12	16,7	33
Закавказья	15,2	84	1,8	5,9	18,7	30,5
Востока	17	73	2	5,3	15,3	25,4

При использовании (2.19) к магистрали относят участки линии, начиная от следующего за головными до наиболее удаленного. При разветвлениях линии магистралью считаются участки, от которых получают питание РТ большей суммарной мощности. Участки, от которых получают питание РТ суммарной мощностью менее 20% общей суммарной мощности РТ, присоединенных к линии, к магистрали уже не относят.

Если магистраль выполнена разными проводами, то в качестве F_M принимают сечение первого участка магистрали (следующего сразу за головным). Если головной участок выполнен алюминиевым проводом, то при известных длине l_T и сечении F_T его сопротивление может быть определено по формуле

$$R_T = 32 l_T / F_T$$

Коэффициенты $a_1 - a_4$ могут рассчитываться по выборке сетей для каждой энергосистемы, однако, как показали исследования, их значения для разных энергосистем отличаются не очень сильно, в связи с чем можно пользоваться их значениями, приведенными в табл. 2.1.

В табл. 2.1 приведены значения погрешностей Δ_+ и Δ_- , используемых при определении интервала неопределенности $R_{\Sigma K}^{\Pi}$:

$$\left. \begin{aligned} R_{\Sigma K, \Pi}^{\Pi} &= R_{\Sigma K}^{\Pi} \left(1 - \frac{\Delta_-}{50} \right); \\ R_{\Sigma K, \Pi}^{\Pi} &= R_{\Sigma K}^{\Pi} \left(1 + \frac{\Delta_+}{50} \right), \end{aligned} \right\} \quad (2.20)$$

где индексами "н" и "в" обозначены нижняя и верхняя границы интервала неопределенности $R_{\Sigma K}^{\Pi}$.

Эквивалентные сопротивления РТ и потери холостого хода определяют по формулам

$$R_{\Sigma K}^T = \alpha_K \frac{U^2}{S_{T \cdot T}} - \beta_K \frac{U^2}{m} \quad (2.21)$$

$$\Delta P_x = \alpha_x S_{1,r} - \beta_x \frac{S_{1,r}^2}{m}, \quad (2.22)$$

где $\alpha_k, \beta_k, \alpha_x$ и β_x — коэффициенты, определяемые по табл. 2.2 в зависимости от типа РТ (с тремя или пятью рабочими ответвлениями) и их средней мощности; m — число РТ; $S_{1,r}$ — суммарная мощность РТ, МВ·А.

Пример 2.3. Определить эквивалентные сопротивления $R_{\text{ЭК}}^{\text{II}}$ и $R_{\text{ЭК}}^{\text{T}}$ для воздушной линии 10 кВ, изображенной на рис. 1.2. Сечение головного участка $F_{\text{Г}} = 70 \text{ мм}^2$, а первого участка магистрали (1-2) $F_{\text{М}} = 50 \text{ мм}^2$. Вся сеть выполнена алюминиевыми проводами. Линия находится в ОЭС Центра.

Решение. Начиная с наиболее удаленных участков, наносим на схему потоки мощности при номинальной загрузке РТ, как показано на рис. 1.2. Эквивалентные сопротивления определяем по формуле (2.18)

$$R_{\text{ЭК}}^{\text{II}} = \frac{0,23 \cdot 870^2 + 1,28 \cdot 670^2 + 0,92 \cdot 200 + 0,65 \cdot 100^2 + 1,3 \cdot 160^2 + \rightarrow}{870^2}$$

$$\rightarrow \frac{+ 0,46 \cdot 350 + 1,3 \cdot 100^2}{870^2} = 1,13 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{ЭК}}^{\text{T}} = \frac{3 \cdot 24 \cdot 100^2 + 2 \cdot 10,4 \cdot 160^2 + 1 \cdot 5,9 \cdot 250^2}{870^2} = 2,14 \text{ Ом}.$$

При использовании зависимостей (2.19) и (2.21) эквивалентные сопротивления рассчитывают следующим образом. Определяют длину участков магистрали $l_{\text{М}}^{\text{а}} = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ км}$ (в магистраль вошли участки 1-2 и 2-3; участок 3-4 не вошел в магистраль, так как мощность, передаваемая по нему, менее 20% $S_{\text{Т,Г}}$; направление магистрали в узлах 1 и 2, где имеются разветвления, выбиралось по большей мощности) и длину участков ответвлений $l_{\text{О}}^{\text{а}} = 1 + 0,5 + 1 + 1 = 3,5 \text{ км}$ (в

Таблица 2.2. Коэффициенты и погрешности зависимостей, аппроксимирующих потери мощности в РТ

Число регулировочных ответвлений	Средняя мощность РТ, МВ·А	Коэффициенты ($\times 10^{-3}$)				Погрешности, %	
		α_k	β_k	α_x	β_x	Δ_k	Δ_x
3	180 и менее	27	28	7,4	10	3,5	6,8
	Более 180	21	6	5,2	0,2	5	8
5	160 и менее	24	25	4,7	8,2	3	5,8
	Более 160	14	2,4	3,1	0,7	8	6
Любое	Любое	19	5,6	4,7	1	18,5	32

ответвления вошли все остальные участки, кроме головного и вошедших в магистраль). Так как участков со стальными проводами нет, $l_{\text{М}}^{\text{с}} = l_{\text{О}}^{\text{с}} = 0$.

По формуле (2.19) с учетом данных табл. 2.1 определяем

$$R_{\text{ЭК}}^{\text{II}} = 0,23 + \frac{15,3 \cdot 2,5 + 1,5 \cdot 3,5}{50} = 1,11 \text{ Ом}.$$

По формуле (2.26) и данным табл. 2.2

$$R_{\text{ЭК}}^{\text{T}} = 24 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{10^2}{0,87} + 25 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{10^2}{6} = 2,34 \text{ Ом}.$$

Для данного случая значения $R_{\text{ЭК}}^{\text{II}}$ и $R_{\text{ЭК}}^{\text{T}}$, вычисленные непосредственно по схеме и регрессионным зависимостям, оказались достаточно близкими. В общем же случае гарантированные интервалы их значений, определяемые по (2.20) для $R_{\text{ЭК}}^{\text{T}}$ и по аналогичным формулам для $R_{\text{ЭК}}^{\text{II}}$ (с заменой Δ_+ и Δ_- величиной Δ_k из табл. 2.2), получаются следующими, Ом:

$$R_{\text{ЭК,н}}^{\text{II}} = 1,11 \left(1 - \frac{33}{50} \right) = 0,38;$$

$$R_{\text{ЭК,в}}^{\text{II}} = 1,11 \left(1 + \frac{16,7}{50} \right) = 1,47;$$

$$R_{\text{ЭК,н}}^{\text{T}} = 2,34 \left(1 - \frac{3}{50} \right) = 2,2;$$

$$R_{\text{ЭК,в}}^{\text{T}} = 2,34 \left(1 + \frac{3}{50} \right) = 2,48.$$

Анализируя соотношение фактических значений $R_{\text{ЭК}}$ и гарантированных диапазонов их значений, определяемых по эмпирическим формулам, видим, что фактическое значение $R_{\text{ЭК}}^{\text{II}}$ попадает в диапазон $R_{\text{ЭК,в}}^{\text{II}} - R_{\text{ЭК,н}}^{\text{II}}$, а $R_{\text{ЭК}}^{\text{T}}$ — нет. Последний результат говорит о том, что для данного набора трансформаторов погрешность определения эквивалентного сопротивления по (2.19) лежит за чертой 95 %-ной интегральной вероятности. Вместе с тем из табл. 2.1 и 2.2 видно, что регрессионные зависимости для $R_{\text{ЭК}}^{\text{T}}$ более точны, чем для $R_{\text{ЭК}}^{\text{II}}$, что объясняется большей однородностью характеристик РТ по сравнению с характеристиками линий.

В связи с этим зависимость (2.19) и последующее определение с ее помощью потерь электроэнергии в линии целесообразно использовать для решения двух задач:

определения суммарных потерь в k линиях как суммы значений, рассчитанных по (2.16) или (2.17) для каждой линии (в этом случае

погрешности, приведенные в табл. 2.1, уменьшаются приблизительно в \sqrt{k} раз);

определения линий с повышенными потерями (очаги потерь). К таким линиям относят линии, для которых верхняя граница интервала неопределенности потерь превышает установленную норму (например, 5%).

Суммарную погрешность расчета потерь электроэнергии в линии 6-20 кВ определяют по формуле

$$\Delta_{\Sigma} = \sqrt{[\Delta_{\Gamma}^2 + a_{\Gamma}^2 (\Delta_{\Sigma \text{КЛ}}^2 + \Delta_{\text{РЛ}}^2) + (1 - a_{\Gamma})^2 (\Delta_{\Sigma \text{КЛ}}^2 + \Delta_{\Sigma \text{Л}}^2) + \Delta_{\Sigma \text{КЛ}}^2] + (1 - b_{\Sigma})^2 + b_{\Sigma}^2 \Delta_{\Sigma}^2} \quad (2.23)$$

где a_{Γ} — доля потерь в линиях, определяемая отношением $R_{\Sigma \text{КЛ}}^1 / (R_{\Sigma \text{КЛ}}^1 + R_{\Sigma \text{Л}}^1)$; b_{Σ} — доля потерь холостого хода в общих потерях; $\Delta_{\text{РЛ}}$ — погрешность, вносимая регрессионной зависимостью (2.19) и принимаемая равной либо Δ_{Σ} , либо $\Delta_{\Sigma \text{Л}}$ из табл. 2.1 в зависимости от того, положительную или отрицательную погрешность определяют по формуле (2.23); $\Delta_{\Sigma \text{КЛ}}$ — погрешность, вносимая регрессионной зависимостью (2.21) и принимаемая в соответствии с табл. 2.2; $\Delta_{\Sigma \text{Л}}$ — погрешность определения потерь холостого хода (табл. 2.2); $\Delta_{\Sigma \text{КЛ}}$ и $\Delta_{\Sigma \text{Л}}$ — погрешности эквивалентирования по формуле (2.18), обусловленные незнанием действительного распределения нагрузки по элементам сети, которое вследствие этого принимается пропорциональным мощности трансформаторов; Δ_{Γ} — погрешность, вносимая неточностью параметров режима головного участка и принимаемая равной: при использовании (2.16) — 9%, (2.26) — 9,3%, (2.27) — 9,5%, (2.28) — 10,6%, (2.17) — 16,5%.

Погрешности $\Delta_{\Sigma \text{КЛ}}$ и $\Delta_{\Sigma \text{Л}}$ определяют по формулам [1]

$$\Delta_{\Sigma \text{КЛ}} = \Delta_{\Sigma} \sqrt{\frac{(n_{\text{М}} - 1)(2n_{\text{М}} - 1)}{(n_{\text{М}} + 1)(2n_{\text{М}} + 1)n_1}}, \quad (2.24)$$

$$\Delta_{\Sigma \text{Л}} = 1,5 \frac{\Delta_{\Sigma} \sqrt{n_1 - 1}}{n_1 + (n_{\Gamma} - 1) \Delta_{\Sigma}^2}, \quad (2.25)$$

где $n_{\text{М}}$ — число участков магистрали, включая головной; n_1 — число РТ в сети; Δ_{Σ} — среднеквадратичная погрешность нагрузок РТ (в соответствии с [6] $\Delta_{\Sigma} = 0,18$ для городской сети и 0,25 для сети сельскохозяйственного назначения).

Расчет потерь электроэнергии по приведенному алгоритму (с определением как расчетных значений, так и границ интервалов их неопределенности) производит программа ГИП 6-20, разработанная во

Таблица 2.3. Исходная информация для расчета потерь электроэнергии по линии (наименование)

Параметр	Значение параметра
А. Принадлежность и номинальное напряжение линии	
1. Номер ПЭС	1
2. Номер РЭС	3
3. Номер ЦП	2
4. Номер линии	5
5. Номинальное напряжение, кВ	10
Б. Параметры линии	
6. Суммарная мощность, кВ · А:	
всех РТ, присоединенных к линии	2100
находящихся на балансе энергосистемы	1600
в том числе с пятью регулировочными ответвлениями	700
7. Число:	
всех РТ, присоединенных к линии	12
находящихся на балансе энергосистемы	11
в том числе с пятью регулировочными ответвлениями	4
8. Длина, км:	
суммарная всех участков линии	27
в том числе со стальными проводами	8,2
магистрали (включая головной участок)	9,7
в том числе со стальными проводами	1,2
головного участка	0,9
9. Число участков магистрали	6
10. Сечение проводов, мм ² :	
головного участка	70
магистрали	50
11. Эквивалентное сопротивление, Ом:	
участков линий	2,3
трансформаторов	1,6
В. Данные о нагрузке головного участка	
12. Активная энергия, переданная за год, тыс. кВт · ч	6300
13. Реактивная энергия, тыс. квар · ч	3100
14. Напряжение в ЦП, кВ:	
в максимум нагрузки	10,2
в минимум нагрузки	10,6
15. Наибольшая токовая нагрузка головного участка, А	48
16. Нагрузка замерена прибором с пределом шкалы, А	150
17. Структура потребления энергии, %:	
городескими потребителями	
односменными	40
двухсменными	10
трехсменными	0
коммунально-бытовыми	50
потребителями сельскохозяйственного назначения	
коммунально-бытовыми	0
производственными	0
18. Минимальная нагрузка, %	30

ВНИИЭ. Для определения $R_{\text{ЭК}}^{\text{Л}}$ и $R_{\text{ЭК}}^{\text{Т}}$ программа использует формулы (2.19) и (2.21), а для определения нагрузочных потерь формулу (2.16) или (2.17) в зависимости от имеющихся данных о нагрузке. Интервалы неопределенности потерь рассчитываются по формулам (1.11), (2.23), (2.24) и (2.25).

Для использования программы необходимо по каждой линии 6–20 кВ заполнить информацию в соответствии с табл. 2.3, в которой приведен образец заполнения.

В общей сложности по каждой линии в соответствии с табл. 2.3 необходимо внести данные по 34 позициям. Вместо отсутствующих данных проставляются нули. Например, эквивалентные сопротивления (п. 11) могут быть известны только для тех линий, которые рассчитывались по программе РВС 6–20. Если же используются коэффициенты α из табл. 2.1, то вместо данных по п. 11 необходимо записывать нули. Могут отсутствовать также данные о реактивной энергии (п. 13) или о пределе шкалы прибора, использованного для измерения токовой нагрузки (п. 16). В этом случае программа принимает их равными среднестатистическим значениям и соответствующим образом расширяет интервал неопределенности. Например, при отсутствии данных о реактивной энергии программа вместо (2.16) использует для расчета потерь электроэнергии формулу

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{1,25 W_{\text{Р}}^2 k_{\text{Ф}}^2}{U_{\text{ЭК}}^2 T} R_{\text{ЭК}}, \quad (2.26)$$

при отсутствии данных о $k_{\text{Ф}}$ — формулу

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{1,3 (W_{\text{Р}}^2 + W_{\text{Q}}^2)}{U_{\text{ЭК}}^2 T} R_{\text{ЭК}}, \quad (2.27)$$

а при отсутствии данных о W_{Q} и $k_{\text{Ф}}$ одновременно формулу

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{1,63 W_{\text{Р}}^2}{U_{\text{ЭК}}^2 T} R_{\text{ЭК}}. \quad (2.28)$$

Сумма данных по п. 17 должна составлять 100%. Эти данные программа использует для расчета графика нагрузки головного участка по заложенным в ней шести типовым графикам, соответствующим потребителям, перечисленным в п. 17. По этому графику она затем определяет либо значение $k_{\text{Ф}}^2$ для (2.16), либо τ для (2.17).

Соотношение предела шкалы прибора и токовой нагрузки головного участка говорит о точности ее измерения, так как в зоне малых значений измеряемой величины относительная погрешность возрастает. При отсутствии данных о пределе шкалы прибора программа принимает в расчет наибольшую погрешность, обусловленную этим фактором, из заложенных в ее памяти.

Программа ГИП 6–20 рассчитывает интервалы неопределенности потерь в каждой линии 6–20 кВ, суммарные по ЦП, РЭС, ПЭС и энергосистеме в целом (если одновременно производится расчет для всех линий). Линии, являющиеся потенциальными местами с повышенными потерями, отмечаются программой цифрами 1 3, означающими очередность анализа. Эти линии подвергаются детальному анализу потерь на основе схемотехнического расчета по программе ДАР 6–20. Исходными данными для программы ДАР 6–20 являются: схема сети, нагрузка головного участка, максимальные нагрузки ТП, номера типовых графиков из имеющегося их набора.

Все программы расчета и анализа потерь электроэнергии в сетях 6–20 кВ, разработанные во ВНИИЭ¹, объединены в комплекс РАП 6–20, в который кроме описанных выше программ РВС 6–20, ГИП 6–20 и ДАР 6–20 входят две программы контроля правильности представления исходной информации для упомянутых программ расчета потерь и программа формирования окончательных результатов расчета суммарных потерь по каждому ЦЭС и энергосистеме в целом. Применение комплекса позволяет правильно определить суммарные потери во всех сетях на основе лишь обобщенной информации, а схемотехнические расчеты проводить только для выявленных линий, потери в которых с большой вероятностью превышают экономически обоснованные.

Пример 2.4. Определить интервал неопределенности потерь, в котором фактические потери окажутся с вероятностью 95%, для линии сельскохозяйственного назначения напряжением 10 кВ с известным пропуском активной энергии за год $W_{\text{Р}} = 2300$ тыс.кВт·ч, если $R_{\text{ЭК}}^{\text{Л}} = 1,13$ Ом; $R_{\text{ЭК}}^{\text{Т}} = 2,14$ Ом; $n_{\text{М}} = 3$; $n_{\text{Т}} = 6$; $S_{\text{Т.Г}} = 870$ кВ·А (рис. 1.2). На линии осуществляется встречное регулирование напряжения. Эквивалентные сопротивления определялись по номинальным мощностям трансформаторов (см. пример 2.3).

Р е ш е н и е. При имеющихся данных о нагрузке головного участка для определения потерь энергии может быть применена формула (2.28)

$$\Delta W_{\text{н}} = 1,63 \frac{2300^2}{8760 \cdot 10^2} R_{\text{ЭК}} \approx 10 R_{\text{ЭК}}.$$

Подставляя вместо $R_{\text{ЭК}}$ значения $R_{\text{ЭК}}^{\text{Л}}$ и $R_{\text{ЭК}}^{\text{Т}}$, получаем расчетные значения нагрузочных потерь в линиях

$$\Delta W_{\text{н}}^{\text{Л}} = 10 \cdot 1,13 = 11,3 \text{ тыс.кВт} \cdot \text{ч};$$

¹ Разработаны Р.П. Бирюковой.

в трансформаторах

$$\Delta W_H^T = 10 \cdot 2,14 = 21,4 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч};$$

суммарные

$$\Delta W_H = 11,3 + 21,4 = 32,7 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}.$$

Потери электроэнергии холостого хода определяем с учетом (2.22) и данных табл. 2.2 при $S_{ср} = 870/6 = 145 \text{ кВт}$:

$$\Delta W_X = 8760 (4,7 \cdot 0,87 + 8,2 \cdot 0,87^2/6) \cdot 10^{-3} = 27 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}.$$

Доля потерь холостого хода в общих потерях

$$b_X = 27/(32,7 + 27) = 0,45.$$

В соответствии с численными значениями погрешностей Δ_r , приведенными в разъяснениях к (2.23), принимаем $\Delta_r = 10,6\%$. Погрешность $\Delta_X = 5,8\%$ в соответствии с табл. 2.2.

Погрешности эквивалентирования сети при $\Delta_b = 0,25$ составляют: участков линий по (2.24)

$$\Delta_{экл} = 0,25 \sqrt{\frac{(3-1)(6-1)}{(3+1)(6+1) \cdot 6}} = 0,06 (6\%);$$

трансформаторов по (2.25)

$$\Delta_{экт} = 1,5 \frac{0,25^2 \sqrt{6-1}}{6 + (6-1) \cdot 0,25^2} = 0,033 (3,3\%).$$

Определяем полные погрешности в нагрузочных потерях:

$$\text{в участках линий } \Delta_L = \sqrt{6^2 + 10,6^2} = 12,3\%;$$

$$\text{в трансформаторах } \Delta_T = \sqrt{3,3^2 + 10,6^2} = 11,1\%.$$

Доля нагрузочных потерь в линиях в суммарных нагрузочных потерях

$$\Delta_L = 11,3/32,7 = 0,35.$$

Полная погрешность в суммарных нагрузочных потерях составляет

$$\Delta_H = \sqrt{12,3^2 \cdot 0,35^2 + 11,1^2 \cdot 0,65^2} = 8,3\%.$$

Полная погрешность в полных потерях

$$\Delta_H = \sqrt{\Delta_H^2 \alpha_H^2 + \Delta_X^2 \alpha_X^2} = \sqrt{8,3^2 \cdot 0,55^2 + 5,8^2 \cdot 0,45^2} = 5,2\%.$$

Верхние и нижние границы интервалов неопределенности полных потерь и их структурных составляющих определяют по формуле (1.11) при $t = 2$. Результаты расчетов сведены в табл. 2.4.

Таблица 2.4. Результаты расчетов примера 2.4

Параметр	Потери				
	в линиях	в трансформаторах		суммарные нагрузочные	полные
		нагрузочные	холостого хода		
$\Delta, \%$	12,3	11,1	5,8	8,3	5,2
$\Delta W_{мин}, \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}$	8,6	16,6	23,8	27,2	53,6
$\Delta W_{расч}, \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}$	11,3	21,4	27	32,7	59,9
$\Delta W_{max}, \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}$	14,1	26,2	30,2	38,1	66

Экспресс-методика определения расчетного значения потерь в линии 6–10 кВ.

1. Определяют расчетную величину A :

при наличии данных об электроэнергии, передаваемой в сеть,

$$A = \frac{1,63}{U^2} \frac{W_P^2}{T}, \quad (2.29)$$

где W_P — электроэнергия, тыс. кВт·ч, за расчетный период T , ч;

при наличии данных лишь о максимальной токовой нагрузке участка

$$A = 4,1 \left(\frac{I_{max}}{1000} \right)^2 \tau, \quad (2.30)$$

где I_{max} — максимальная токовая нагрузка фазы, А; τ — число часов наибольших потерь, определяемое по (1.17) либо по приведенным ниже соотношениям:

$T_{max}, \text{ ч} \dots$	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000	5500	6000
$\tau, \text{ ч} \dots$	920	1220	1580	1970	2410	2880	3420	4000	4600
$k_{\Phi}^2 \dots$	2,0	1,72	1,54	1,41	1,33	1,26	1,20	1,16	1,12
$k_{T1} = \tau/T_{max} \dots$	0,46	0,49	0,53	0,56	0,6	0,64	0,68	0,73	0,77
$k_{T2} = \tau/8760 \dots$	0,10	0,14	0,18	0,22	0,27	0,33	0,39	0,46	0,52

2. По формуле (2.19) и табл. 2.1 определяют $R_{экл}^H$, а по (2.21) и табл. 2.2 — $R_{экт}^H$.

3. Определяют нагрузочные потери в линиях и трансформаторах по формулам, тыс. кВт·ч,

$$\Delta W_H^H = AR_{экл}^H; \quad (2.31)$$

$$\Delta W_H^T = A \left[2 \frac{k_s^2}{S_{T5}} - \frac{2,5(1-k_s)^2}{S_{T3}} \right], \quad (2.32)$$

где S_{T5} и S_{T3} — суммарные мощности РТ с пятью и тремя регулировочными ответвлениями соответственно;

$$k_5 = S_{T5} / (S_{T5} + S_{T3}).$$

4. Определяют потери холостого хода

$$\Delta W_x = 32 S_{T5} + 52 S_{T3}. \quad (2.33)$$

Во всех формулах значения S — в МВ·А; получаемые расчетом значения потерь — в тыс. кВт·ч. Если необходимо рассчитать потери за $T \neq 8760$ ч, то значения τ в (2.30) определяют по формуле

$$\tau = k_{T2} T, \quad (2.34)$$

где k_{T2} приведено выше (см. с. 69), а значения коэффициентов в (2.33) умножают на $T/8760$.

Пример 2.5. Определить потери электроэнергии в линии 10 кВ, представленной на рис. 1.2, если электроэнергия, переданная в сеть за 8760 ч, $W_p = 2300$ тыс. кВт·ч.

Решение. 1. Определяем расчетную величину A по (2.29):

$$A = \frac{1,63 \cdot 2300^2}{100 \cdot 8760} = 9,8.$$

2. Определяем эквивалентное сопротивление линии по (2.19): $R_{\text{эк}}^{\text{л}} = 1,11$ Ом (см. пример 2.3).

3. Определяем нагрузочные потери в участках линий по (2.31) и в РТ по (2.32) при $k_5 = 1$, так как все РТ с пятью рабочими ответвлениями:

$$\Delta W_{\text{н}}^{\text{л}} = 9,8 \cdot 1,11 = 10,9 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{н}}^{\text{р}} = 9,8 \cdot 2 \cdot \frac{1}{0,87^2} = 26,2 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}.$$

4. Определяем по (2.33) потери холостого хода:

$$\Delta W_x = 32 \cdot 0,87 = 27,8 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}.$$

Полученные в данном примере результаты близки к результатам, приведенным в табл. 2.4 (см. расчетные значения $\Delta W_{\text{расч}}$).

Кроме описанного комплекса программ РАП 6-20 для расчета потерь в радиальных сетях 6–20 кВ могут применяться программы, рассчитанные на радиальные сети любых классов напряжения от 6 до 150 кВ и описанные в § 2.3, программа, разработанная в Латвгав-энерго и работающая в составе АСДУ ПЭС [11], а также программа ДЕЛЬТА-РС, разработанная в Белорусском политехническом институте. Программа ДЕЛЬТА-РС производит расчет суммарного значения и структуры потерь электроэнергии в совокупности распределитель-

ных сетей 6–20 кВ предприятия электрических сетей или энергосистемы. Программа производит оценку погрешностей полученных результатов.

В качестве исходной информации используют выборочные данные о схемах электрических сетей (20–30% линий) с указанием марок и длин проводов (кабелей) и номинальных мощностей РТ 6–20/0,4 кВ, а также обобщенные параметры: суммарные протяженность и число линий, установленную мощность и количество РТ, суммарный отпуск энергии в сеть (ток, мощность), среднее эксплуатационное напряжение сети и $\lg \varphi$.

Максимальный объем рассчитываемой сети 6000 распределительных линий, число узлов в каждой линии — не более 200. Для выполнения расчетов достаточно 128 Кбайт оперативной памяти ЭВМ. Время счета определяется объемом сети и не превышает 0,5 ч на каждые 100 распределительных линий.

В основе определения потерь используется представление совокупности электрических сетей в виде эквивалентных сопротивлений всех линий и подключенных к ним РТ. Численные значения эквивалентных сопротивлений определяются по статистическим зависимостям на основе вышеуказанных обобщенных сетевых параметров. Вывод и анализ статистических зависимостей осуществляется путем машинной обработки результатов расчета выборки схем сетей. При определении потерь электроэнергии выполняется автоматический анализ имеющейся режимной информации и в зависимости от ее полноты и достоверности выбирается один из шестнадцати запрограммированных вариантов расчета.

2.5. РАСЧЕТЫ ДРУГИХ СОСТАВЛЯЮЩИХ ПОТЕРЬ

Расчетное значение потерь электроэнергии в воздушной линии 0,4 кВ (% отпуска электроэнергии в сеть) определяют по формуле

$$\Delta W_{\text{н}} = 0,7 k_{\text{нр}} \Delta U_{\text{max}} k_{T1}, \quad (2.35)$$

где ΔU_{max} — потери напряжения в максимум нагрузки сети от шин ТП до наиболее удаленного электроприемника, %; $k_{\text{нр}}$ — коэффициент, учитывающий неравномерность распределения нагрузок по фазам. Коэффициент $k_{\text{нр}}$ определяют по формуле

$$k_{\text{нр}} = 3 \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{(I_A + I_B + I_C)^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_N}{R_{\phi}} \right) - 1,5 \frac{R_N}{R_{\phi}}, \quad (2.36)$$

где I_A, I_B, I_C — замеренные токовые нагрузки фаз; R_N/R_{ϕ} — отношение сопротивлений нулевого и фазного проводов.

При отсутствии данных о токовых нагрузках можно принимать: для линий с $R_N/R_{\phi} = 1$ $k_{\text{нер}} = 1,13$, для линий с $R_N/R_{\phi} = 2$ $k_{\text{нер}} = 1,2$ (см. приложение 4).

Коэффициент $k_{\tau 1} = \tau/T_{\text{max}}$ принимают в соответствии с соотношениями, приведенными под формулой (2.30).

Относительные потери электроэнергии, %, в k линиях 0,4 кВ определяют по формуле

$$\Delta W_{\Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^k \Delta W_{\text{н}i} I_i}{\sum_{i=1}^k I_i}, \quad (2.37)$$

где I_i — максимальная нагрузка головного участка i -й линии; $\Delta W_{\text{н}i}$ — относительные потери электроэнергии в i -й линии, определенные по формуле (2.35).

Расчетное значение потерь холостого хода в трансформаторе или шунтирующем реакторе определяют по формуле

$$\Delta W_x = \Delta P_x T \left(\frac{U_{\text{ср}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2, \quad (2.38)$$

где ΔP_x — номинальное значение потерь холостого хода оборудования (по паспортным данным или табл. 2.5); $U_{\text{ном}}$ — его номинальное напряжение; $U_{\text{ср}}$ — среднее значение фактического напряжения

Таблица 2.5. Потери электроэнергии в шунтирующих реакторах

Тип реактора	Номинальное напряжение, кВ	Мощность, МВ·А	Потери мощности на три фазы, кВт
РГД	38,5	20	120
РТМ	11	3,8	40
РТМ	6,6	3,8	40
РОДЦ	$1200/\sqrt{3}$	300	2700
	$787/\sqrt{3}$	110	1050
	$525/\sqrt{3}$	60	615
РОД	$121/\sqrt{3}$	33,3	540
	$38,5/\sqrt{3}$	30	540
РОМ	$11/\sqrt{3}$	1,1	60
	$6,6/\sqrt{3}$	1,1	60

Примечание. Реакторы РОДЦ, РОД, РОМ — однофазные. Их мощности указаны в расчете на одну фазу, потери — на три фазы.

Таблица 2.6. Характеристики одинарных токоограничивающих реакторов 10 кВ

$I_{\text{ном}}, \text{А}$ $S_{\text{пр}}, \text{МВ·А}$	$X_p, \text{Ом}$	$\Delta P_{\text{н}}, \text{кВт/фаза}$	$I_{\text{ном}}, \text{А}$ $S_{\text{пр}}, \text{МВ·А}$	$X_p, \text{Ом}$	$\Delta P_{\text{н}}, \text{кВт/фаза}$
400	0,35	1,6	1600	0,14	6,1
6,9	0,45	1,9	27,7	0,2	7,5
630	0,25	2,5		0,25	8,3/9,8
10,8	0,4	3,2		0,35	11/12,8
	0,56	4	2500	0,14	11/13,5
1000	0,14	3,5	43,3	0,2	14/16,8
17,3	0,22	4,4		0,25	16,1/19,7*
	0,28	5,2		0,35	20,5/23,9*
	0,35	5,9	4000	0,105	18,5
	0,45	6,6/7,2*	69,2	0,18	27,7
	0,56	7,8/8,2			

* В знаменателе указаны потери для реакторов типа РБНГ.

Таблица 2.7. Характеристики двояных токоограничивающих реакторов 10 кВ

$I_{\text{ном}}, \text{А}$ $S_{\text{пр}}, \text{МВ·А}$	$X_p, \text{Ом}$	$\Delta P_{\text{н}}, \text{кВт/фаза}$	$I_{\text{ном}}, \text{А}$ $S_{\text{пр}}, \text{МВ·А}$	$X_p, \text{Ом}$	$\Delta P_{\text{н}}, \text{кВт/фаза}$
2 × 630	0,7	4,8	2 × 1600	0,44	11,5
21,6	1,2	6,3	55,4	0,6	14,3
	1,7	7,8		0,76	16,7/22,1*
2 × 1000	0,42	6,4	2 × 2500	1,07	22
34,6	0,67	8,4	86,6	0,43	22,5/29,3*
	0,86	10		0,58	32,1
	1,08	11,5			
	1,34	13,1/15,4*			
	1,68	15,7/17,5			

* В знаменателе указаны потери для реакторов типа РБНГ.

за рассматриваемый период времени; T — число часов работы оборудования.

В электрических сетях используют три типа реакторов: шунтирующие (типов РТД, РТМ, РОД, РОМ), дугогасящие (типа ЗРОМ) и токоограничивающие (типов РБ, РБНГ и т.п.). Дугогасящие реакторы включают в нейтраль трансформаторов 35 кВ. Они находятся под напряжением лишь во время замыкания фазы сети 35 кВ на землю, поэтому годовые потери электроэнергии в них практически равны нулю. Токоограничивающие реакторы включают в сеть последовательно, и потери в них рассчитывают как потери в активном сопротивлении. Следует также иметь в виду, что вследствие значительного реактивного сопротивления они увеличивают потребление реактивной мощности. Характеристики токоограничивающих реакторов приведены в табл. 2.6 и 2.7. Потери электроэнергии в них могут быть определены по одной из формул:

$$\Delta W_{т.р} = \Delta P_{\text{н}} (I_{\text{ср}}/I_{\text{ном}})^2 k_{\text{ф}}^2 \cdot 8760;$$

$$\Delta W_{т.р} = \Delta P_{\text{н}} (I_{\text{max}}/I_{\text{ном}})^2 \tau,$$

где $I_{\text{ср}}$ — среднее значение тока реактора за расчетный период; I_{max} — максимальное значение.

Потери на корону на линии 220 кВ и выше определяют по удельным потерям Δp , кВт/км, в зависимости от номинального напряжения и погодных условий:

$$\Delta W_{\text{кор}} = \sum_{i=1}^4 \Delta p_i t_i, \quad (2.39)$$

где i — индекс погодных условий: 1 — изморозь; 2 — снег; 3 — дождь; 4 — хорошая погода; t_i — суммарная продолжительность в расчетном периоде i -х погодных условий.

При отсутствии более точных данных используют удельные потери мощности и электроэнергии на корону для линий различных классов напряжения, приведенные в табл. 2.8 и 2.9.

При известных продолжительностях t_i потери на корону могут быть более точно определены по программе РАП-СВН, разработанной во ВНИИЭ, учитывающей реальные геометрические параметры опор и расположения проводов в расщепленной фазе, а также распределение напряжения вдоль линии.

Потери электроэнергии в батареях шунтовых конденсаторов определяют по одной из формул, тыс. кВт·ч:

$$\Delta W_{\text{б.к}} = \Delta p_0 Q_{\text{к}} T_{\text{эк}}; \quad (2.40)$$

$$\Delta W_{\text{б.к}} = \Delta p_0 W_Q, \quad (2.41)$$

где Δp_0 — удельные потери, кВт/квар, принимаемые равными 0,002

Таблица 2.8. Удельные потери мощности на корону при различных погодных условиях

Номинальное напряжение линии, кВ	Марка провода	Потери мощности, кВт/км			
		Хорошая погода	Снег	Дождь	Изморозь
220	АСО 300	1,1	6,1	15,9	32
330	2 × АСО 300	1,2	4,8	16,9	38,2
500	3 × АСО 500	1,2	4,3	15,6	47,2
750	4 × АСО 600	5,8	18,4	64	138,9
1150	8 × АСО 300	10,2	44,4	122,1	320,6

Таблица 2.9. Удельные годовые потери электроэнергии на корону

Напряжение, кВ	Сечение, мм ²	Число проводов в фазе	Потери электроэнергии, тыс. кВт·ч/км в год
220	240/32	1	18 — 24
	300/39	1	16 — 22
	400/51	1	11 — 15
	500/64	1	9 — 13
330	240/32	2	28 — 38
	300/39	2	22 — 30
	400/51	2	16 — 23
	500/64	2	12 — 17
500	330/43	3	50 — 70
	400/51	3	44 — 60
	500/64	3	30 — 43
	240/56	5	140
750	300/66	5	120
	400/22	5	100
	400/51	5	95
	400/93	4	160
	500/64	4	145

для конденсаторов выше 1000 В и 0,004 для конденсаторов до 1000 В; $Q_{\text{к}}$ — номинальная мощность батареи; $T_{\text{эк}}$ — эквивалентное число часов работы батареи на полную мощность; W_Q — выработка реактивной энергии батареями за расчетный период.

Потери электроэнергии в синхронном компенсаторе (СК) определяют по формуле

$$\Delta W_{\text{СК}} = \Delta P_{\text{ном}} T_{\text{СК}} [d_x + (1 - d_x) k_{\text{max}}^2 (0,124 + 0,876 k_z)^2], \quad (2.42)$$

где $\Delta P_{\text{ном}}$ — потери мощности в СК при номинальной нагрузке; $T_{\text{СК}}$ — число часов работы СК за расчетный период; k_{max} — коэффициент загрузки СК в максимальном режиме; k_z — коэффициент заполнения

ния графика нагрузки СК, определяемый по формуле

$$k_3 = W_Q / (Q_{max} T_{СК}).$$

В последней формуле Q_{max} — максимальная нагрузка СК; W_Q — реактивная энергия, зафиксированная электросчетчиком. При работе СК в режимах потребления и генерации W_Q определяют как сумму потребленной и отданной в сеть реактивной энергии.

Потери мощности в СК при номинальной нагрузке приведены ниже в зависимости от номинальной мощности СК $S_{ном}$:

$S_{ном}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	5	7,5	10	15	16	30	50	100	160	320
$\Delta P_{ном}, \text{МВт}$	0,15	0,2	0,25	0,36	0,37	0,58	0,8	1,35	1,75	3,8
$\Delta P_{ном}, \%$	3	2,7	2,5	2,4	2,4	1,9	1,6	1,35	1,1	1,2

Потери электроэнергии в генераторе, переведенном в режим СК, зависят от типа генератора и условий его работы. Для турбо- и гидрогенераторов без турбины потери могут быть определены по формуле

$$\Delta W_T = (A Q_m Q_{cp} + B Q_{cp} + C) T_T, \quad (2.43)$$

где A, B, C — параметры генератора, определяемые экспериментально или по паспортным данным [17]; Q_m и Q_{cp} — максимальная и средняя реактивные нагрузки генератора; T_T — число часов его работы.

Допускается определять потери электроэнергии в СК и генераторах, переведенных в режим СК, по формуле

$$\Delta W_T = k_{уд} W_Q / 100. \quad (2.44)$$

где $k_{уд}$ — удельное потребление активной мощности, % выдаваемой реактивной, принимается в соответствии со следующими данными:

СК	1,4
Турбогенератор без турбины	2,5
Турбогенератор с турбиной, вентилируемой паром	5,5
Турбогенератор с турбиной на холостом ходу	9,5
Гидрогенератор с турбиной при закрытом направляющем аппарате	4
Гидрогенератор с турбиной в режиме холостого хода	15

Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций определяют по показаниям электросчетчиков.

Потери электроэнергии в измерительных трансформаторах напряжения и тока определяют по данным, приведенным ниже:

Напряжения, кВ	6	10	35	110	150	220	330	500 и выше
Потери в ТТ, кВт · ч в год	60	60	100	300	300	300	300	300
Потери в ТН, кВт · ч в год	130	175	400	6000	9000	12 000	8000	15 000

Потери электроэнергии в электросчетчиках, подключенных к измерительным трансформаторам энергосистемы, отдельно рассчитываться не должны, так как потери в них включены во вторичную нагрузку ТТ и ТН, определяющую потери, приведенные выше.

Среднеквадратичную погрешность потерь холостого хода, определяемых суммированием значений (2.38), рассчитанных для каждого трансформатора (реактора), определяют по формуле

$$\Delta = 2/\sqrt{k}, \quad (2.45)$$

где k — число трансформаторов и реакторов.

Среднеквадратичные погрешности в потерях на корону определяют по формуле

$$\Delta = 15 \sqrt{\sum_{i=1}^k d_i^2}, \quad (2.46)$$

где d_i — доля потерь на корону в i -й линии в суммарных потерях на корону по k линиям.

Среднеквадратичные погрешности в других составляющих потерь принимают равными: в статических конденсаторах 8, в синхронных компенсаторах 10 %, в генераторах, переведенных в режим СК: при использовании формулы (2.43) 5 %, при использовании формулы (2.44) 10 %.

Среднеквадратичные погрешности потерь в измерительных трансформаторах и электросчетчиках определяют по формуле

$$\Delta = 20/\sqrt{k}, \quad (2.47)$$

где k — число элементов каждого типа.

Среднеквадратичную погрешность в суммарных потерях электроэнергии в k линиях 0,4 кВ определяют по формуле

$$\Delta = \Delta_1/\sqrt{k}, \quad (2.48)$$

где $\Delta_1 = 25$ при определении $k_{нер}$ по (2.36) и $\Delta_1 = 30$ при определении $k_{нер}$ по данным, приведенным под формулой (2.36).

Численные значения, использованные в (2.45) — (2.48), представляют собой среднеквадратичные погрешности расчета потерь в одном элементе, полученные преимущественно экспертным путем.

Расчетный интервал суммарных потерь по известным интервалам их составляющих определяют по формулам

$$\left. \begin{aligned} \Delta W_{min \Sigma} &= \Delta W_{расч \Sigma} (1 - 2\Delta_{\Sigma}); \\ \Delta W_{max \Sigma} &= \Delta W_{расч \Sigma} (1 + 2\Delta_{\Sigma}). \end{aligned} \right\} \quad (2.49)$$

где $\Delta W_{расч \Sigma}$ — сумма расчетных значений составляющих потерь; Δ_{Σ} —

среднеквадратичное отклонение суммарных потерь, определяемое по формуле

$$\Delta \Sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^k (\Delta W_{\max i} - \Delta W_{\min i})^2}{4 \Delta W_{\text{расч}} \Sigma}}, \quad (2.50)$$

где k — число суммируемых составляющих потерь.

Формулы (2.49) и (2.50) используют при любом суммировании потерь как по составляющим, так и по подразделениям и сетям различного назначения.

При выполнении перспективных расчетов значение среднеквадратичного отклонения потерь электроэнергии следует увеличивать в 2 раза по сравнению с приведенными в данном параграфе для ретроспективных расчетов.

2.6. АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Цели, основные формы анализа потерь и необходимая для этого информация приведены в § 1.1. В данном параграфе приведены рекомендации по некоторым формам такого анализа, иллюстрируемые примерами.

Конечной задачей анализа потерь является выявление конкретных элементов с повышенными техническими потерями и конкретных мест недоучета электроэнергии. Решить эту задачу с помощью поэтапного перебора сетей всех напряжений можно лишь при наличии банка данных об их схемах и постепенно обновляющейся телеинформации об их нагрузках. До внедрения в полном объеме АСДУ сетями всех напряжений приходится учитывать ограничения на объем затрат на проведение анализа потерь и организовывать его таким образом, чтобы при наименьших трудовых затратах выявить места с наиболее высокими потерями.

Одной из первоочередных задач анализа является разделение отчетных потерь на техническую и коммерческую составляющие. Такое разделение возможно только при проведении расчетов всех перечисленных в § 1.1 составляющих технических потерь и оценке интервалов их возможных значений, учитывающих неопределенности исходной информации и методов расчета.

Второй задачей анализа является максимально возможная территориальная локализация обеих составляющих потерь. Если локализация технических потерь может быть в той или иной мере осуществлена расчетными методами, то локализация коммерческих потерь практически полностью определяется наличием и местами установки средств технического и расчетного учета электроэнергии. С точки зрения совер-

шенствования организации работ и распределения ответственности за потери первоочередными местами установки средств учета электроэнергии являются границы предприятий и районов электрических сетей. Установка средств учета, позволяющих определить количество электроэнергии, переданной в сеть конкретного подразделения, будет малоэффективной, если четко не определен перечень абонентов (потребителей), получающих электроэнергию от данного подразделения.

Анализ потерь электроэнергии предполагает сравнение фактической динамики изменения различных показателей с закономерной динамикой. Например, рост числа бытовых электроприборов закономерен, и потому отсутствие роста средней оплаты за электроэнергию на одного бытового абонента говорит о наличии хищений и слабой работе инспекторов "Энергонадзора".

Закономерным является и снижение нагрузочных потерь электроэнергии при снижении нагрузки. Известно, что нагрузочные потери на одном сопротивлении пропорциональны квадрату нагрузки. В сложной сети с неодинаковыми изменениями нагрузки по элементам квадратичная зависимость может нарушаться (см. § 3.5), однако слишком резкое отличие говорит о несовершенстве учета электроэнергии. Удобной формой выявления фактов переноса оплаты за электроэнергию с отчетного периода (обычно зимнего, наиболее напряженного) на начало следующего является предложенное в [9] сравнение эквивалентных сопротивлений сети, вычисленных по отчетным данным за квартал:

$$R_{\Sigma k} = \frac{\Delta W_{\text{отч}} - \Delta W_{\text{пост}}}{W_{\Sigma c}^2} U^2 T, \quad (2.51)$$

где $\Delta W_{\text{отч}}$ — отчетные потери; $\Delta W_{\text{пост}}$ — постоянная составляющая потерь, легко определяемая по составу оборудования; $W_{\Sigma c}$ — электроэнергия, отпущенная в сеть.

При постоянстве схемы сети относительно постоянным должно быть и $R_{\Sigma k}$. Вывод в ремонт ряда элементов сети, производимый обычно в летний, менее напряженный период, приводит к увеличению $R_{\Sigma k}$. Относительное постоянство $R_{\Sigma k}$ в течение года или даже некоторое увеличение его во II и III кварталах закономерно. Вместе с тем часто наблюдается обратная картина: в примере, приведенном в [9], для одного из ПЭС $R_{\Sigma k}$ по кварталам составило 1,35; 0,39; 0,69 и 1,75 Ом. Эти цифры указывают на наличие скрытых фактов переноса оплаты — как отсроченной (с I квартала на II), так и преждевременной (в III квартале в счет потребления IV квартала).

Анализ потерь электроэнергии в основных сетях облегчается при наличии зависимости потерь от межсистемных перетоков (см. § 3.5). Такие зависимости могут быть получены, например, по программе ИДК-1 Ставропольского политехнического института.

Если в энергосистеме не внедрены программы схмотехнических расчетов потерь, описанные в § 2.1–2.5, на первом этапе может оказаться полезной программа РСА, разработанная Белорусским отделением института "Энергосетьпроект" и обеспечивающая обобщенный структурный анализ потерь по ступеням напряжения. Программа основана на построении и использовании схемы замещения сети, в которой линии и трансформаторы каждой ступени напряжения представлены эквивалентными сопротивлениями. Значение последних рассчитываются по аналитическим зависимостям, учитывающим обобщенные параметры сети: суммарную длину линий, суммарную установленную мощность трансформаторов, число линий каждого класса напряжения. Эти зависимости получены из формул для поэлементного расчета путем разложения их в ряд Тейлора.

Расчет потерь выполняется для схемы замещения сети по отчетным данным о поступлении и полезном отпуске электроэнергии. Предусмотрен контроль загрузки трансформаторов и линий независимо от их балансовой принадлежности. Максимально возможное число уровней напряжения девять. Объем занимаемой оперативной памяти 100 Кбайт. Время выполнения расчета для одного энергоподразделения не превышает 2 мин.

При разработке плана внедрения программ расчета и анализа потерь следует отдавать предпочтение программам, обеспечивающим как можно более глубокий анализ с выявлением конкретных элементов с повышенными потерями на базе реальной информационной обеспеченности расчетов и реальных трудозатрат. Следует также иметь в виду, что основным фактором, обуславливающим эффективность работ, является широта охвата подразделений. Детальный поэлементный анализ потерь, произведенный для сетей одного из ПЭС, приведет к гораздо меньшему эффекту, чем менее детальный анализ, но проведенный для сетей всех напряжений энергосистемы. Поэтому параллельно с созданием банка данных о сетях всех напряжений необходимо решать задачу внедрения таких программ расчета и анализа потерь, которые в минимальные сроки позволили бы охватить расчетами сети всех напряжений силами имеющегося персонала.

Особенно большие трудозатраты требуются для поэлементного анализа потерь в сетях 6–20 кВ, что обусловлено большим их количеством и слабой информационной обеспеченностью расчетов. Здесь наиболее важен рациональный алгоритм анализа. Большинство методов расчета потерь в сетях этого класса напряжения основано на данных лишь о суммарной нагрузке сети. Схема сети задается своими обобщенными характеристиками [см. табл. 2.3 и формулу (2.19)]. Однако и эти данные позволяют локализовать значительную часть мест с повышенными потерями (очагов потерь). Например, программа РАИ 6–20 на основании этих данных выделяет те сети, которые являются потенциальными очагами потерь. Очаг потерь может быть не замечен программой

с вероятностью не более 0,025. Программой дается указание о характере потерь в очаге (нагрузочные или холостого хода). Данные о плотности тока на головном участке позволяют определить, являются ли повышенные нагрузочные потери следствием общей перегрузки сети или ее отдельных элементов, подлежащих выявлению. И наконец, простая операция, изложенная в приложении 7, позволяет оценить степень соответствия пропускной способности сети и установленной в ней суммарной мощности трансформаторов.

Основной формой анализа является составление балансов электроэнергии по каждой подстанции, электростанции, району, предприятию электрических сетей и энергосистеме в целом. Порядок составления балансов по подстанциям приведен в примере 1.2. Аналогично может

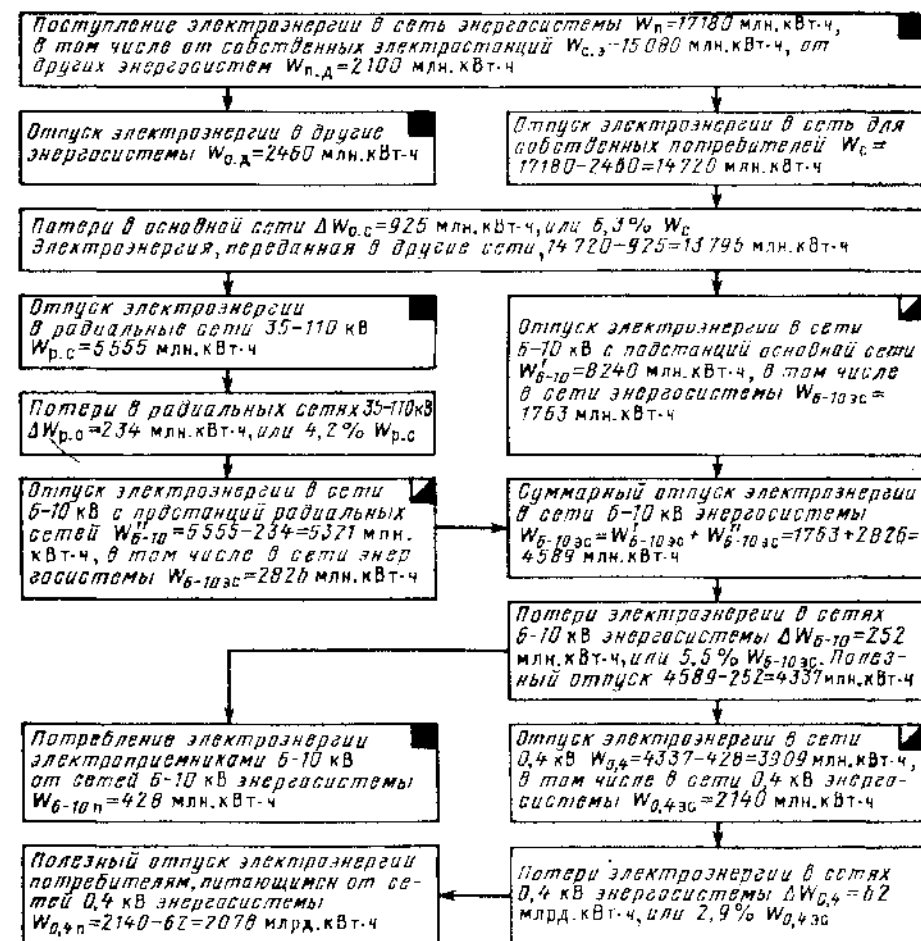


Рис. 2.1. Баланс электроэнергии по энергосистеме

быть проанализирован баланс электроэнергии на электростанции. Ниже дан пример составления баланса для энергосистемы. Баланс для предприятия или района электрических сетей составляется аналогично.

Пример 2.6. Провести анализ потерь электроэнергии в энергосистеме, отчетные потери электроэнергии в которой составили 1730 млн.кВт·ч, или 11,8% отпуска электроэнергии в сеть для собственных потребителей.

Решение. 1. На основе расчетов технических потерь электроэнергии по сетям различного напряжения составляем баланс электроэнергии (рис. 2.1). Потери электроэнергии в сети каждого класса напряжения определены с учетом всех составляющих технических потерь, перечисленных в § 1.1. На рис. 2.1 черным квадратом в правом верхнем углу отмечены составляющие баланса, получаемые от систем учета электроэнергии. Составляющие, отмеченные черно-белым квадратом, означают, что от систем учета получают только второе из данных. Составляющие, не отмеченные квадратами, являются расчетными, их получают по программам расчета потерь.

2. Расчетное значение полезного отпуска электроэнергии собственным потребителям определяем по формуле

$$W_{0,c} = (W'_{6-10} - W'_{6-10эс}) + (W''_{6-10} - W''_{6-10эс}) + \\ + (W'_{0,4} - W'_{0,4эс}) + W_{6-10п} + W_{0,4п} = (8240 - 1763) + \\ + (5321 - 2826) + (3909 - 2140) + 428 + 2078 = 13\,247 \text{ млн.кВт} \cdot \text{ч.}$$

Потери электроэнергии составляют $14\,720 - 13\,247 = 1473$ млн.кВт·ч, или 9,98% W_c .

Для проверки определяем расчетные потери суммированием всех их составляющих:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{0,c} + \Delta W_{p,c} + \Delta W_{6-10} + \Delta W_{0,4} = \\ = 925 + 234 + 252 + 62 = 1473 \text{ млн.кВт} \cdot \text{ч.}$$

3. Определяем расчетные интервалы технических потерь электроэнергии, учитывающие погрешности методов расчета и исходной информации.

Потери электроэнергии в основной сети рассчитывались по программе РАП-ОС¹. В качестве исходных данных о нагрузке узлов принимались графики за характерные зимние сутки, представляемые четырьмя значениями. В соответствии с (2.12) при $N_p = 4$ и $N_c = 1$

$$\Delta_0 = \frac{\sqrt{2 \cdot 4^2 \cdot 1^2 + 1000}}{4 \cdot 1} = 8\%.$$

¹ Программа РАП-ОС определяет описанные величины автоматически. Здесь этапы расчета приведены для иллюстрации.

По (2.9) определяем погрешность расчета потерь электроэнергии, вызванную неточностью исходных данных о нагрузках. Предположим, что она соответствует определенной в примере 2.2 и равна 2,8%.

Суммарная погрешность по (2.11) $\Delta_{\Sigma} = \sqrt{8^2 + 2,8^2} = 8,5\%$.

Это означает, что действительные технические потери в основной сети с вероятностью 95% находятся в пределах от $925(1 - 0,17) = 766$ млн.кВт·ч до $925(1 + 0,17) = 1082$ млн.кВт·ч.

Потери в радиальных сетях 35–110 кВ рассчитывались по программе РАП 35–150, а потери в сетях 6–10 кВ — по программе РАП 6–20. Обе программы рассчитывают и выдают на печать не только расчетные значения потерь, но и граничные значения интервалов их неопределенности. Предположим, что эти интервалы составляют: 202–266 млн.кВт·ч для сетей 35–150 кВ ($\Delta = 6,3\%$), и 230–274 млн.кВт·ч для сетей 6–10 кВ ($\Delta = 4,4\%$). И, наконец, потери в сетях 0,4 кВ рассчитывались по формуле (2.35), и расчетная величина 62 млн.кВт·ч получена как суммарная для сетей, питающихся от 1600 трансформаторных подстанций 6–10/0,4 кВ. Тогда по формуле (2.48) при $\Delta_1 = 30\%$ $\Delta_{0,4} = 30/\sqrt{1600} = 0,75\%$, а интервал неопределенности потерь составляет 61,1–62,9 млрд.кВт·ч.

4. Интервал неопределенности суммарных потерь электроэнергии можно определить по (1.37) исходя из относительных погрешностей в потерях и долей составляющих в общей величине, либо по (2.50) исходя непосредственно из абсолютных границ интервалов неопределенности.

В первом случае $\alpha_{0,c} = 925/1463 = 0,63$; $\alpha_{p,c} = 234/1463 = 0,16$; $\alpha_{6-10} = 252/1463 = 0,17$ и $\alpha_{0,4} = 62/1463 = 0,04$, и по (1.37) при $r_{ij} = 0$ (погрешности в расчетах потерь в сетях различных напряжений не зависят друг от друга) получаем

$$\Delta_{\Sigma} = \sqrt{0,63^2 \cdot 8,5^2 + 0,16^2 \cdot 6,3^2 + 0,17^2 \cdot 4,4^2 + 0,04^2 \cdot 0,75^2} = 5,5\%.$$

Следовательно, интервал неопределенности суммарных технических потерь составляет от $1463(1 - 0,11) = 1302$ млн.кВт·ч до $1463(1 + 0,11) = 1624$ млн.кВт·ч, а в процентах — от 8,85 до 11,05.

По (2.50) получаем аналогичный результат в относительных единицах

$$\Delta_{\Sigma} = \frac{\sqrt{(1082 - 766)^2 + (266 - 202)^2 + (274 - 230)^2 + (62,9 - 61,1)^2}}{4 \cdot 1463} = 0,055.$$

5. Определяем интервал возможных значений коммерческих потерь:

$$\Delta W_{\text{мин}} = 11,8 - 11,05 = 0,75\%;$$

$$\Delta W_{\text{макс}} = 11,8 - 8,85 = 2,95\%.$$

Допустимый уровень коммерческих потерь определяем по методи-

ке, изложенной в § 1.4. Предположим, что расчет соответствует изложенному в примере 1.3, в котором допустимый уровень коммерческих потерь оказался равным $\pm 0,194\%$ общего поступления энергии в сеть [в предположении, что второе слагаемое формулы (1.24) близко к нулю и $\Delta W_K^* = -\Delta W_K$] или $\pm 0,22\%$ отпуска электроэнергии в сеть для собственных потребителей.

Недопустимые коммерческие потери составляют как минимум $0,75 - 0,22 = 0,53\%$, и снижение потерь на эту величину является задачей энергонадзора. Существует вероятность того, что недопустимые коммерческие потери выше приведенного значения и с вероятностью $2,5\%$ они достигают $2,95 - 0,22 = 2,73\%$. Однако утверждать это при используемых методах расчета технических потерь нельзя. Необходимо переход на более точные методы расчета или более полную и достоверную информацию.

В первую очередь это необходимо сделать для расчетов потерь в основных сетях, потери в которых составляют 63% общего значения. Например, переход на расчеты потерь электроэнергии за год по потерям за двое расчетных суток (зимние и летние) и использование при этом шести ступенчатых графиков в каждом узле снижает погрешность Δ_o с 8% до

$$\Delta_o = \frac{\sqrt{2 \cdot 6^2 \cdot 2^2 + 1000}}{6,2} = 3\%.$$

Суммарная погрешность по (2.11) снижается с $8,5$ до 4% .

Расчетное значение потерь может при этом составить другое значение, чем 925 млн. кВт·ч. Предположим, что расчетные потери в основной сети равны 890 млн. кВт·ч, что составляет $6,05\%$. Суммарные технические потери в энергосистеме в этом случае составят 1428 млн. кВт·ч, или $9,7\%$, а долевое распределение по сетям различных напряжений: $\alpha_{o,c} = 890/1428 \pm 0,62$; $\alpha_{p,c} = 0,16$; $\alpha_{6-10} = 0,18$; $\alpha_{0,4} = 0,04$. Тогда

$$\Delta \Sigma_o = \sqrt{0,62^2 \cdot 4^2 + 0,16^2 \cdot 6,3^2 + 0,17^2 \cdot 4,4^2 + 0,04^2 \cdot 0,75^2} = 2,75\%.$$

Границы интервала неопределенности технических потерь составляют:

$$\Delta W_{Tmin} = 9,7(1 - 2,75/50) = 9,15\%;$$

$$\Delta W_{Tmax} = 9,7(1 + 2,75/50) = 10,25\%.$$

Границы интервала неопределенности коммерческих потерь составляют:

$$\Delta W_{Kmin} = 11,8 - 10,25 = 1,55\%;$$

$$\Delta W_{Kmax} = 11,8 + 9,15 = 2,65\%.$$

Недопустимые коммерческие потери составляют как минимум $1,55 - 0,22 = 1,33\%$.

Из приведенного примера видно, что чем более полная информация и более точные методы расчета используются, тем с большей достоверностью могут быть разделены технические и коммерческие потери, правильнее определены направления работ и подразделения, ответственные за различные их участки. Возможное снижение потерь за счет мероприятий по оптимизации схем и режимов электрических сетей и технических мероприятий по их реконструкции рассчитывают либо по специальным оптимизационным программам, автоматически определяющим наилучшее сочетание рассматриваемых параметров, либо с помощью сравнительных расчетов потерь до и после проведения мероприятий, осуществляемых по обычным программам расчета потерь.

Мероприятия ранжируют по эффективности и требуемым капиталовложениям. При ограничениях на объемы капиталовложений и материалов в качестве первоочередных планируются мероприятия с наименьшими сроками окупаемости.

Приведенный в данном параграфе анализ в целях большей ясности сделан на основе детерминированных расчетных данных, отраженных на рис. 2.1, и для сетей энергосистемы в целом. Более детальный анализ может быть проведен при представлении всех составляющих потерь в интервальной форме по каждому предприятию электрических сетей. Это позволяет четче разделить ответственность за различные составляющие суммарных потерь, более четко локализовать очаги технических и коммерческих потерь.

Глава третья

МЕТОДЫ И ПРОГРАММЫ ВЫБОРА МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

3.1. КЛАССИФИКАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ И ПОКАЗАТЕЛИ ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Конечной целью проведения мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электросетях является снижение расхода топлива на электростанциях в расчете на отпущенный потребителю киловатт-час:

$$y_n = \frac{y_{ст}(W_{п.о} + \Delta W)}{W_{п.о}},$$

где $y_{ст}$ — удельный расход топлива на отпущенный в сеть киловатт-час;
 $W_{п.о}$ — полезный отпуск электроэнергии потребителям.

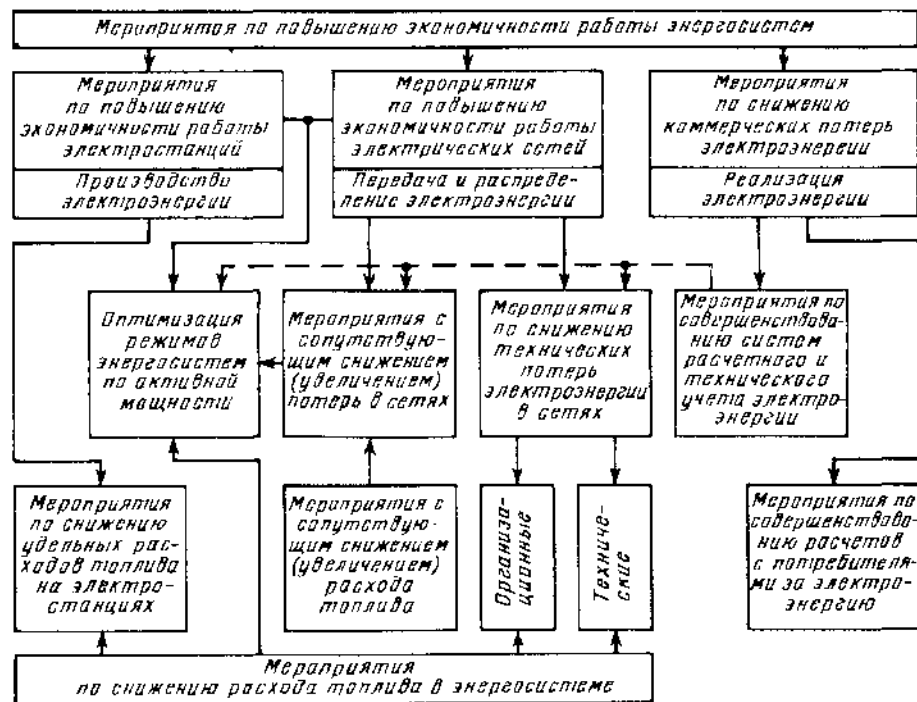


Рис. 3.1. Структура мероприятий по повышению экономичности работы энергосистем

Величина u_{11} снижается за счет как проведения мероприятий по снижению удельных расходов топлива на станциях, так и снижения ΔW .

Отраслевая инструкция [15] делит все МСП на три группы: 1) организационные, к которым относятся МСП по совершенствованию эксплуатационного обслуживания электрических сетей и оптимизации их схем и режимов (практически беззатратные МСП); 2) технические, к которым относятся мероприятия по реконструкции, модернизации и строительству сетей (МСП, требующие дополнительных капиталовложений); 3) мероприятия по совершенствованию учета электроэнергии, которые могут быть как практически беззатратными, так и требующими дополнительных затрат (при организации новых точек учета). Эти мероприятия не снижают физически существующих потерь электроэнергии, однако они упорядочивают учет, уточняют исходную информацию, делая более эффективными организационные и технические ИСП, и в ряде случаев снижают коммерческие потери, приводя к снижению и отчетных потерь.

Типовой перечень МСП приведен в [15], структура МСП — на рис. 3.1. Основой оценки эффективности МСП является расчет их влияния на потери электроэнергии в сети. Для беззатратных МСП эффект выра-

жается величиной снижения потерь электроэнергии δW или соответствующего ему снижения затрат $\delta Z_{\Sigma} = \delta W z_{\Sigma} / 100$, где z_{Σ} — удельные затраты на электроэнергию, коп/(кВт·ч).

При оценке эффективности технических мероприятий необходимо дополнительно учитывать и требуемые капиталовложения K . Действующая методика оценки экономической эффективности капиталовложений устанавливает предельное значение срока окупаемости капиталовложений, равное 8,3 года:

$$T_{ок} = \frac{K}{\delta W z_{\Sigma} - (p_a + p_o) K} \leq 8,3, \quad (3.1)$$

где p_a , p_o — нормативы ежегодных отчислений от капиталовложений на амортизацию и обслуживание оборудования. Для практической оценки можно принимать $p_a + p_o = 0,1$.

Срок окупаемости 8,3 года соответствует ежегодной окупаемости $100/8,3 = 12\%$ стоимости оборудования, поэтому экономию приведенных к году затрат определяют по формуле

$$\delta Z = \delta Z_{\Sigma} - 0,22K, \quad (3.2)$$

где 0,22 — коэффициент, равный сумме нормативного коэффициента 0,12 и отчислений на амортизацию и обслуживание.

Чтобы определить народнохозяйственный эффект, необходимо при расчете δZ_{Σ} использовать удельные замыкающие затраты на электроэнергию, определяемые по формуле, коп/(кВт·ч),

$$z_{\Sigma} = A + B \frac{k_{max}^2}{\tau}, \quad (3.3)$$

где A и B — коэффициенты, приведенные в табл. 3.1; k_{max} — коэффициент участия в максимуме нагрузки, характеризуемый отношением

Таблица 3.1. Коэффициенты A и B

Районы	6500 > τ > 4000		4000 ≥ τ ≥ 1000	
	A	B	A	B
Центра, Северо-Запада, Средней Волги	0,04	12 500	2,59	2270
Юга, Северного Кавказа	- 0,21	14 000	2,69	2470
Закавказья	-0,45	15 600	2,84	2470
Урала	1,09	625	1,97	2470
Сибири	1,39	1040	2,02	133
Дальнего Востока	2,1	1040	1,62	133
Казахстана	1,3	2600	2,32	133
Средней Азии	1,33	1700	1,91	133
Европейского Севера	0,19	11 500	2,18	2400

ординаты графика снижения потерь, соответствующей часам максимальных нагрузок энергосистемы, к максимальной ординате графика. Приведенные в табл. 3.1 коэффициенты вычислены автором в соответствии с приложением 10.

Интервал неопределенности стоимостных показателей, определяемых по (3.3), характеризуется предельной погрешностью $\delta = \pm 5\%$. При расчете гарантированного эффекта необходимо значение \mathcal{E}_3 , определяемое по (3.3), умножить на коэффициент 0.95.

При определении хозрасчетного эффекта стоимость потерь принимают по среднему тарифу на электроэнергию. При оценке влияния МСП на себестоимость $\delta \mathcal{E}_4$ определяют исходя из удельной себестоимости производства электроэнергии и вычитают из этой величины отчисления от дополнительных капиталовложений, являющиеся составляющей себестоимости. И, наконец, если в расчет принимается только топливная составляющая себестоимости электроэнергии, то капиталовложения в расчет эффекта вообще не учитывают.

Задачей персонала энергосистем Минэнерго СССР является снижение потерь электроэнергии в течение XII и XIII пятилеток на 0,73% отпуска электроэнергии в сеть и доведение их отчетного значения до 8,6%. Как показывают оценочные расчеты, около 10% всего необходимого снижения потерь может быть достигнуто за счет организационных (и в первую очередь режимных) мероприятий. Остальное снижение потерь может быть получено с помощью дополнительных капиталовложений в сети энергосистем и потребителей.

Основным МСП является установка компенсирующих устройств в сетях потребителей электроэнергии. 60% всего необходимого снижения достигается с ее помощью. Около 20% обеспечивает установка КУ в сетях 35–110 кВ энергосистем и сельских сетях 0,4 кВ и последние 10% – остальные технические мероприятия.

В дальнейших разделах книги методы выбора мероприятий и оценки их эффективности рассмотрены в такой же последовательности: вначале для режимных мероприятий, затем для мероприятий по компенсации реактивной мощности и, наконец, для остальных технических мероприятий.

3.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕЖИМНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ

К режимным мероприятиям относят следующие:

- 1) оптимизацию законов регулирования напряжения в центрах питания разомкнутых электросетей 35–150 кВ;
- 2) оптимизацию установившихся режимов замкнутых электросетей по реактивной мощности и коэффициентам трансформации;
- 3) перевод генераторов в режим синхронного компенсатора;

4) оптимизацию мест размыкания контуров электросетей 150 кВ и выше с различными номинальными напряжениями элементов контура;

5) оптимизацию мест размыкания электросетей 6–35 кВ с двусторонним питанием;

6) отключение части трансформаторов в режимах малых нагрузок;

7) выравнивание графика нагрузки сети;

8) выравнивание нагрузок фаз в электросетях 380 В.

Оптимизация законов регулирования напряжения в центрах питания разомкнутых электрических сетей. В разомкнутом режиме эксплуатируются практически все сети 6–20 и 35 кВ и большая часть сетей 110 кВ. Центрами питания этих сетей являются соответственно подстанции 500–35/6–20, 500–110/35 и 500–220/110 кВ. Одна из схем разомкнутой сети 35 кВ приведена на рис. 3.2.

Основной задачей регулирования напряжения в ЦП является обеспечение допустимых отклонений напряжения у ЭП, присоединенных к сетям 6–20 кВ и ниже. При этом, как правило, удается одновременно снизить потери электроэнергии в сетях. Возможности такого снижения увеличиваются при наличии в ЦП всех сетей 6–20 кВ трансформаторов с РПН. В этом случае допустимые отклонения напряжения у ЭП обеспечиваются этими трансформаторами, а регулирование напряжения в сетях 35 и 110 кВ осуществляют исходя из минимума потерь электроэнергии в них.

Регулирование напряжения в ЦП сети 6–20 кВ производят таким образом, чтобы напряжение было наиболее высоким в период больших нагрузок и наиболее низким в период малых нагрузок. Такое регулирование называют встречным. При изменении нагрузки от P_1 до P_2 отклонение напряжения в ЦП изменяется по линейному закону от V' до V'' (рис. 3.3).

Если в некоторых ЦП сетей 6–10 кВ находятся трансформаторы с ПБВ, то функции обеспечения в этих ЦП законов регулирования, подобных изображенному на рис. 3.3, возлагаются на трансформатор с

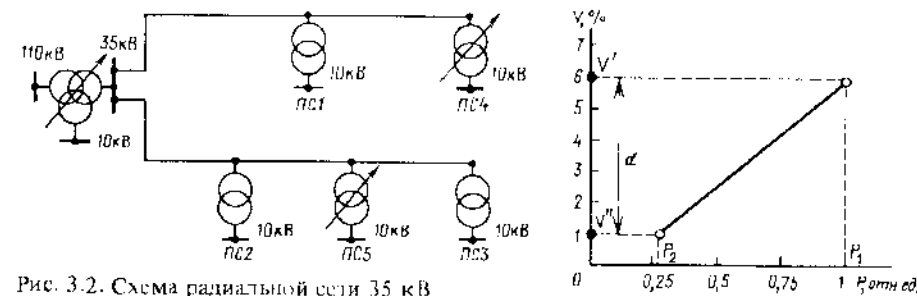


Рис. 3.2. Схема радиальной сети 35 кВ

Рис. 3.3. Требуемый закон регулирования напряжения на шинах 6–10 кВ подстанций 35–220/6–10 кВ

РПН в ЦП сети более высокого напряжения. При этом обеспечить необходимые законы во всех ЦП сетей 6-10 кВ, как правило, не удается в силу различных требований к регулированию напряжения в ЦП с РПН. В этом случае приходится выбирать компромиссный закон, обеспечивающий наименьший ущерб от потребления некондиционной электроэнергии.

Расчет законов регулирования напряжения трансформаторов с РПН и рабочих ответвлений трансформаторов с ПБВ может быть произведен на основании данных измерения отклонений напряжения на шинах НН всех ЦП в режимах наибольших V'_i и наименьших V''_i нагрузок с одновременной регистрацией соответствующих им ответвлений трансформаторов. Для указанных измерений должны использоваться вольтметры класса точности не ниже 1,0 либо специальные приборы, непосредственно измеряющие отклонения напряжения.

Расчеты начинают с оптимизации напряжений в ЦП сетей 6-10 кВ, затем в ЦП сетей 35 кВ и, наконец, в ЦП сетей 110 кВ.

Если в ЦП сети 6-20 кВ находится трансформатор с РПН, то закон регулирования напряжения выбирают так, чтобы отклонения V' и V'' соответствовали требуемым значениям V'_T и V''_T , определяемым по результатам расчета режимов напряжения сетей 6-20 кВ и ниже. При этом основным фактором обеспечения нормированных отклонений напряжения у ЭП является обеспечение в ЦП требуемого диапазона регулирования

$$d_T = V'_T - V''_T.$$

Сами численные значения V'_T и V''_T , как правило, могут быть изменены на одно и то же значение путем перестановки ответвлений на РТ.

Если известны потери напряжения в сети 6-20 кВ до ближайшего $\Delta U'_6$ и наиболее удаленного $\Delta U'_y$ РТ, то необходимый диапазон регулирования напряжения в ЦП может быть определен по формуле

$$d_T = \Delta U_6 + d_{\text{л}},$$

где $d_{\text{л}}$ определяют по табл. 3.2 в зависимости от величин k_{\min} и $\Delta U' = \Delta U'_y - \Delta U'_6$.

Т а б л и ц а 3.2. Диапазоны регулирования напряжения в ЦП сетей 6-20 кВ

k_{\min}	$d_{\text{л}}, \%, \text{ при } \Delta U' \text{ в диапазоне, } \%$				
	0-2,5	2,5-5	5-7,5	7,5-10	10-12,5
0,2	2,4	4,4	6,4	8,4	10,4
0,4	1,8	3,3	4,8	6,3	7,8
0,6	1,2	2,2	3,2	4,2	5,2

При отсутствии данных о потерях напряжения в сетях 6-20 кВ принимают $V'_T = 5\%$, $V''_T = 0\%$; $d_T = 5\%$.

Если же на одной или нескольких подстанциях 35/110/6-20 кВ установлены трансформаторы без РПН, то необходимое изменение диапазона регулирования в ЦП сети 35/110 кВ определяют по формуле

$$\Delta d = \frac{\sum_{i=1}^n g_i (d_{Ti} - d_i)}{\sum_{i=1}^n g_i}, \quad (3.4)$$

где d_{Ti} , d_i — требуемый и фактический диапазоны регулирования напряжения на шинах 6-20 кВ i -й подстанции без РПН; g_i — экспертная оценка важности поддержания нормального напряжения на i -й подстанции.

Если все потребители одинаково реагируют на отклонения напряжения, то g_i устанавливают пропорционально потребляемой энергии. Повышение g_i для какой-либо подстанции по сравнению с пропорциональной цифрой будет в большей степени ориентировать регулирование в ЦП на требуемые режимы на этой подстанции.

Пример 3.1. Определить необходимый диапазон регулирования напряжения в ЦП сети 35 кВ (см. рис. 3.2), если на подстанциях 35/10 кВ ПС1, ПС2 и ПС3 установлены трансформаторы с ПБВ. Графики нагрузок подстанций однородны. Данные измерений отклонений напряжения на подстанциях в режимах наибольших и наименьших нагрузок, требуемые диапазоны регулирования и нагрузки подстанций приведены ниже.

Подстанция:	$V', \%$	$V'', \%$	$d, \%$	$d_T, \%$	$P_{\max}, \text{ МВт}$
ЦП сети 35 кВ	+2	-1	+3	-	-
ПС1	1	-1	+2	5	4,1
ПС2	+5	+4	+1	5	2
ПС3	+1	+3	-2	5	3,8

Решение. По формуле (3.4) при $g_i = P_{\max i}$ определяем

$$\Delta d = \frac{4,1(5-2) + 2(5-1) + 3,8(5+2)}{4,1+2,0+3,8} = 4,6\%.$$

Следовательно, диапазон регулирования напряжения в ЦП 110 кВ должен быть равным

$$d_T = d + \Delta d = 3 + 4,6 = 7,6\%.$$

Диапазоны регулирования напряжения на ПС1 — ПС3 станут равными:

$$d_1 = 2+4,6 = 6,6\%; \quad d_2 = 1+4,6 = 5,6\%; \quad d_3 = -2+4,6 = 2,6\%.$$

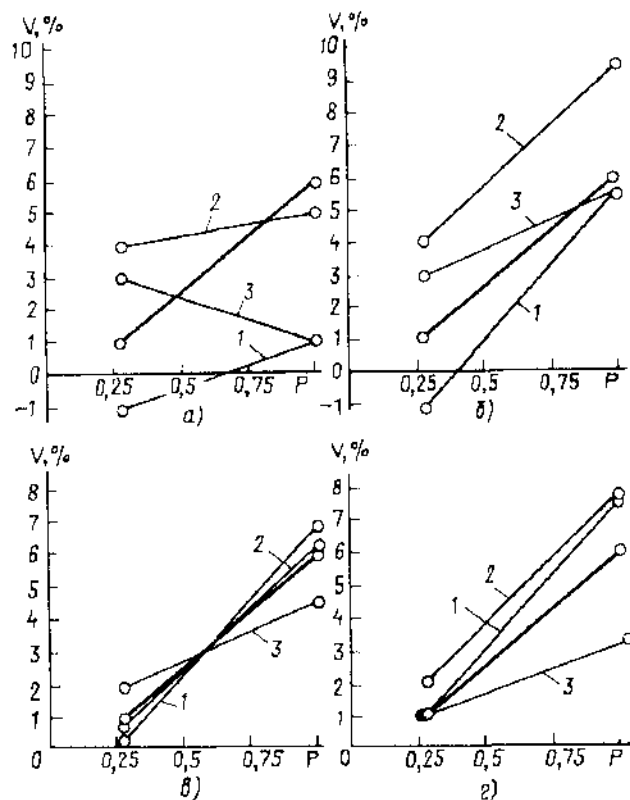


Рис. 3.4. Законы изменения напряжения на шинах 10 кВ подстанций 1–3 сети, изображенной на рис. 3.2

Для снижения потерь электроэнергии в сети 35 кВ изменение диапазона регулирования напряжения в ЦП следует производить, увеличивая на Δd величину V' , которая для условий примера станет равной

$$V' = 2 + 4,6 = 6,6\%.$$

Фактические законы изменения напряжений на шинах 10 кВ ПС1–ПС3 и после увеличения диапазона регулирования приведены на рис. 3.4, а и б соответственно. Требуемый закон выделен жирной линией.

Коррекция закона регулирования в ЦП сети 35 кВ приводит к максимально возможной согласованности углов наклона законов изменения напряжения на подстанциях с ПБВ с требуемыми. Дальнейшее приближение закона к требуемому осуществляется за счет выбора рабочих ответвлений трансформаторов с ПБВ.

Добавку напряжения ΔE определяем для каждого трансформатора отдельно по формуле

$$\Delta E = V_T'' - V'' + \frac{d_T - d}{1 - k_{min}} (k_{T1} - k_{min}), \quad (3.5)$$

где k_{T1} — коэффициент, приведенный на с. 69.

Пример 3.2. Для условий примера 3.1 выбрать рабочие ответвления трансформаторов с ПБВ на ПС1–ПС3, если $k_{T1} = 0,56$, а $k_{min} = 0,3$. Требуемый закон регулирования характеризуется величинами $V_T' = 6\%$; $V_T'' = 1\%$.

Решение. Используя данные примера 3.1, рассчитываем ΔE для каждой из подстанций по формуле (3.5):

$$\Delta E_1 = 1 - (-1) + \frac{5 \cdot 6,6}{1 - 0,3} (0,56 - 0,3) = 1,4\%;$$

$$\Delta E_2 = 1 - 4 + \frac{5 \cdot 5,6}{1 - 0,3} (0,56 - 0,3) = -2,8\%;$$

$$\Delta E_3 = 1 - 3 + \frac{5 \cdot 2,6}{1 - 0,3} (0,56 - 0,3) = 1,1\%.$$

При реализации таких добавок напряжения законы регулирования напряжения на подстанциях с ПБВ оказались бы максимально приближенными к требуемому (рис. 3.4, в). Однако дискретность изменения коэффициентов трансформации не позволяет точно обеспечить требуемые ΔE . При ступени изменения коэффициента $E_{CT} = 2\%$ ΔE могут быть приняты равными:

$$\Delta E_1 = 2\%; \quad \Delta E_2 = -2\%; \quad \Delta E_3 = -2\%.$$

В этих условиях законы регулирования принимают вид, изображенный на рис. 3.4, г.

После корректировки законов регулирования напряжения переходят к оптимизации его уровня в ЦП сетей 35 кВ. Поднять напряжение на шинах 35 кВ трансформатора 110/35 кВ, не изменяя его в сетях 6–10 кВ, можно лишь в том случае, если все трансформаторы 35/6–10 кВ могут изменить свои коэффициенты трансформации на такую же величину, но в обратном направлении.

Поэтому для всех ЦП сетей 6–10 кВ определяют оставшийся после корректировки диапазон изменения коэффициентов трансформации в сторону снижения напряжения на шинах 6–10 кВ. Трансформатор, для которого данное значение оказалось минимальным, определяет предельно возможное повышение напряжения в сети 35 кВ. Аналогично решается вопрос со следующей ступенью напряжения.

Относительное изменение нагрузочных потерь электроэнергии, как известно, с достаточной степенью точности может приниматься равным

удвоенному относительному изменению напряжения:

$$\delta W = 2 \frac{\delta V}{100} \Delta W_H, \quad (3.6)$$

где ΔW_H – нагрузочные потери электроэнергии.

Одновременно происходит некоторое повышение потерь холостого хода трансформаторов, а при повышении напряжения в сетях 6–10 кВ дополнительно увеличивается и потребление электроэнергии в соответствии со статическими характеристиками. Поэтому общее снижение потерь оказывается несколько меньшим определенного по (3.6). Для учета упомянутых факторов в практических расчетах рекомендуется значение коэффициента принимать равным 1,5:

$$\delta W = 1,5 \frac{\delta V}{100} \Delta W_H. \quad (3.7)$$

По формуле (3.7) может быть определено снижение потерь электроэнергии в сети, если напряжение во всех режимах повышено на одну и ту же величину δV . Как правило, нормализация положения приводит к изменению закона регулирования напряжения. Напряжения в различных режимах изменяются при этом по-разному. Снижение потерь электроэнергии определяют путем сведения всех режимов к двум расчетным – максимальных и минимальных нагрузок. Относительную продолжительность первого из них определяют по формуле

$$t_1 = \frac{k_3 - k_{min}}{1 - k_{min}}, \quad (3.8)$$

а второго $t_2 = 1 - t_1$.

Снижение потерь электроэнергии в сети 35–110 кВ при изменении напряжений в ЦП в режимах наибольших и наименьших нагрузок на $\delta V'$ и $\delta V''$ соответственно составит, %

$$\delta W = \frac{1,5}{100} \Delta W_H \frac{t_1 \delta V_1 + t_2 k_{min}^2 \delta V_2}{t_1 + t_2 k_{min}^2}. \quad (3.9)$$

Пример 3.3. Для условий примера 3.1 определить снижение потерь электроэнергии за счет оптимизации закона регулирования напряжения в ЦП, если до этого расчетные нагрузочные потери составляли ΔW_H , а график суммарной нагрузки сети характеризуется значениями $k_3 = 0,5$; $k_{min} = 0,3$.

Решение. В соответствии с результатами примера 3.1 напряжение на шинах 35 кВ ЦП в режиме наибольшей нагрузки было поднято на $\delta V_1 = 4,6\%$, а в режиме наименьшей осталось без изменений: $\delta V_2 = 0$.

По формуле (3.8) определяем

$$t_1 = (0,5 - 0,3) / (1 - 0,3) = 0,29.$$

По формуле (3.9)

$$\delta W = \frac{1,5 \cdot 0,29 \cdot 4,6}{100 (0,29 + 0,71 \cdot 0,3^2)} \Delta W_H = 0,057 \Delta W_H,$$

т.е. снижение потерь составит 5,7% расчетного значения нагрузочных потерь до проведения оптимизации.

Оптимизацию диапазона регулирования напряжения в ЦП разомкнутой сети 35–150 кВ и выбор оптимальных рабочих ответвлений трансформаторов 35/150/6/20 кВ без РПН на основании данных об отклонениях напряжения на шинах 6–20 кВ всех подстанций сети в режимах максимальных V' и минимальных V'' нагрузок и соответствующих им ответвлений трансформаторов осуществляет программа РН 35–150, разработанная во ВНИИЭ.

Оптимизация установившихся режимов замкнутых электросетей по реактивной мощности и коэффициентам трансформации. Оценку снижения потерь электроэнергии производят, рассчитав снижение потерь мощности при оптимизации режимов наибольших δP_1 и наименьших δP_2 нагрузок и подставив их в формулу

$$\delta W = (\delta P_1 t_1 + \delta P_2 t_2) T, \quad (3.10)$$

где t_1 и t_2 определяют по формуле (3.8); T – расчетный период, в течение которого графики нагрузки и режим работы сети остаются приблизительно одинаковыми, ч.

Пример 3.4. Определить суточное снижение потерь электроэнергии в сети за счет оптимизации ее режима, если в режиме наибольших нагрузок потери в ней составляли: до оптимизации $\Delta P_1 = 100$ МВт, после оптимизации $\Delta P_{10} = 90$ МВт. В режиме наименьших нагрузок аналогичные величины были равны соответственно: $\Delta P_2 = 40$ МВт; $\Delta P_{20} = 35$ МВт. Суточный график нагрузки энергосистемы приведен на рис. 3.5. Ему соответствует $k_3 = 0,78$.

Решение. По формуле (3.8) определяем

$$t_1 = \frac{0,78 - 0,5}{1 - 0,5} = 0,56.$$

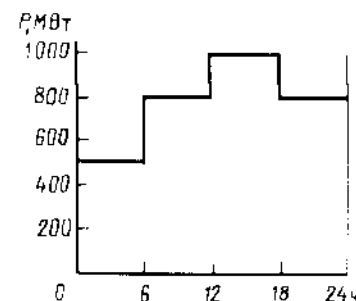


Рис. 3.5 Суточный график нагрузки энергосистемы

По (3.10) снижение потерь электроэнергии

$$\delta W = (10 \cdot 0,56 + 5 \cdot 0,44) \cdot 24 = 186 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Пример 3.5. Определить суточное снижение потерь для условий примера 3.4, если оптимизация режима наименьших нагрузок привела к увеличению потерь на 5 МВт.

Решение. По формуле (3.10)

$$\delta W = (10 + 0,56 - 5 \cdot 0,44) \cdot 24 = 81,5 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Следует отметить недопустимость определения величины δW с использованием τ по формуле $\delta W = \delta P_1 \tau$. Для примеров 3.4 и 3.5 снижение потерь окажется одинаковым и равным 151 тыс. кВт·ч. Погрешность для условий первого примера окажется равной 22% в сторону занижения, а для второго — 54% в сторону завышения.

При наличии в сети трансформаторов связи без РПН необходимо определить их оптимальные рабочие ответвления. Для этого выполняют расчеты оптимальных режимов сети для периодов наибольших и наименьших суточных нагрузок в предположении, что все трансформаторы имеют РПН. В период работы трансформатора с постоянным ответвлением входят, как правило, различные характерные сутки, например соответствующие рабочим и нерабочим дням. Поэтому необходимо как минимум проводить четыре оптимизационных расчета, каждому из которых соответствует свое значение потерь мощности в сети ΔP_i и коэффициента трансформации k_{Ti} . Целесообразное ответвление трансформаторов без РПН определяют по формуле

$$k_{T.O} = \frac{\sum_{i=1}^4 \Delta P_i k_{Ti} t_i d_i}{\sum_{i=1}^4 \Delta P_i t_i d_i}, \quad (3.11)$$

где t_i — относительная эквивалентная продолжительность рассматриваемого режима в сутки, определяемая для наибольших нагрузок по (3.8), а для наименьших — как $t_2 = 1 - t_1$; d_i — число суток, в течение которых длится рассматриваемый режим.

Пример 3.6. Определить коэффициент трансформации трансформатора без РПН для зимнего периода работы энергосистемы продолжительностью 140 сут, который может быть разделен на два характерных периода: рабочие сутки (100 сут) и нерабочие (40 сут). Результаты расчетов по оптимизации режимов наибольших и наименьших нагрузок каждых суток, проведенные в предположении, что данный трансформатор имеет РПН, и характеристики суточных графиков, приве-

денных по (3.8) к двухступенчатым, даны ниже:

	ΔP_{max}	ΔP_{min}	k_{T1}	k_{T2}	t_1	t_2
Рабочие сутки	90	35	0,95	1,05	0,56	0,44
Нерабочие сутки	60	25	1	1,07	0,48	0,52

Решение. По формуле (3.11) определяем

$$k_T = \frac{90 \cdot 0,95 \cdot 0,56 \cdot 100 + 35 \cdot 1,05 \cdot 0,44 \cdot 100 + 60 \cdot 1 \cdot 0,48 \cdot 40 + 25 \cdot 1,07 \cdot 0,52 \cdot 40}{90 \cdot 0,56 \cdot 100 + 35 \cdot 0,44 \cdot 100 + 60 \cdot 0,48 \cdot 40 + 25 \cdot 0,52 \cdot 40} = 0,985.$$

После выбора коэффициентов трансформации трансформаторов без РПН их значения фиксируют, и оптимизацию коэффициентов трансформации трансформаторов с РПН и источников реактивной мощности производят вновь.

Для оптимизации режимов сети могут использоваться программы серии Б2, разработанные ВНИИЭ—ВЦ ГТУ, программы серии СДО Иркутского политехнического института, RGM Уралтехэнерго и др.

Перевод генераторов электростанций в режим синхронного компенсатора. Целесообразность такого перевода рассматривается для генераторов, которые в определенный период времени не используются по своему основному назначению. Как правило, это либо малозаконопичные генераторы, выводимые из работы на период сезонного снижения нагрузок, либо генераторы электростанций, работающих на дефицитном топливе.

При использовании их в качестве синхронных компенсаторов ими потребляется из сети небольшая активная мощность, а генерируется реактивная мощность, что снижает потери активной мощности в сети.

Суммарное изменение потерь определяют по формуле

$$\Delta W = \delta W_c - \Delta W_r,$$

где δW_c — снижение потерь электроэнергии в сети; ΔW_r — электроэнергия, потребляемая генератором в режиме СК и определяемая по формулам (2.43) и (2.44).

Снижение потерь электроэнергии в сети определяется разницей оптимальных потерь, определенных для варианта без данного источника реактивной мощности $\Delta W'_0$ и с ним $\Delta W''_0$.

Обе величины определяют методами, изложенными в предыдущем разделе.

Оптимизация мест размыкания контуров электрических сетей с различными номинальными напряжениями. Известно, что минимальные потери активной мощности соответствуют режиму сети, в котором распределение мощности по ветвям пропорционально их активным

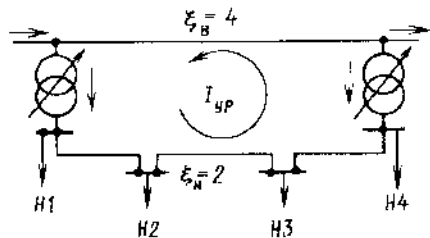


Рис. 3.6 Схема сети с контуром, образованным сетями различных напряжений

сопротивлениям. Естественное же распределение мощности происходит в соответствии с полными сопротивлениями $Z = R + jX$. Ввиду того что в сетях 220 кВ и выше $R \ll X$, распределение в соответствии с полными сопротивлениями в большей степени соответствует минимуму потерь реактивной мощности. Оба условия совпадают лишь в том случае, если сеть однородна, т.е. когда отношение $\xi = X/R$ на всех участках сети одинаково.

В действительности это условие в большей или меньшей мере не соблюдается, так как для сетей 110–220 кВ $x_0 \approx \text{const}$, а r_0 зависит от сечения проводника. В наибольшей степени оно не соблюдается в замкнутых контурах, образованных сетями различных номинальных напряжений (рис. 3.6). Величина ξ для сети высокого напряжения, как правило, больше аналогичной величины для сети низкого напряжения $\xi_v > \xi_n$, что приводит к появлению уравнительного тока $I_{ур} = I'_{ур} + jI''_{ур}$, увеличивающего (по сравнению с экономичной) загрузку сети низкого напряжения и снижающего загрузку сети высокого напряжения.

Для компенсации уравнительного тока в контур необходимо ввести ЭДС $E = E' + jE''$, создающую ток, равный $I_{ур}$, но направленный противоположно:

$$\underline{E} = -I_{ур} Z_k. \quad (3.12)$$

где Z_k — контурное сопротивление.

Раскрывая (3.12), получаем

$$\left. \begin{aligned} E' &= I'_{ур} X_k - I'_{ур} R_k; \\ E'' &= -I'_{ур} X_k - I''_{ур} R_k. \end{aligned} \right\} \quad (3.13)$$

Учитывая, что $X_k \gg R_k$, из (3.13) получаем, что продольная составляющая ЭДС E' в основном влияет на перераспределение реактивного тока $I'_{ур}$, а поперечная E'' — активного. В связи с этим в неоднородных контурах целесообразно внедрение устройств поперечного регулирования (продольное осуществляется трансформаторами связи).

При их отсутствии возможно принудительное изменение потоко-распределения путем размыкания сети низкого напряжения. В данном случае необходимо определить, в каком месте следует размыкать сеть, чтобы потери активной мощности были минимальными. Предполага-

ется, что предварительно решен вопрос о допустимости такого размыкания с точки зрения надежности электроснабжения и режимов напряжения.

В соответствии с изложенным выше в качестве оптимального распределения мощностей принимается естественное их распределение в однородной сети. Для его расчета исходную схему приводят к однородной, подбирая реактивные сопротивления ветвей таким образом, чтобы соблюдались два условия: отношения X/R для параллельных ветвей должны быть одинаковыми и потери реактивной мощности в преобразованной схеме равны потерям в исходной схеме. Размыкание сети производят в точках токораздела, полученных при расчете преобразовательной схемы.

Иногда точки раздела получаются различными для активной и реактивной мощности. В этом случае необходимо сравнить потери при размыкании в каждой из них и выбрать наилучшую. Как правило, это соседние точки сети. Если же между ними находится несколько промежуточных точек, то расчет необходимо провести для случаев размыкания в каждой точке.

Если элементы рассматриваемого контура не входят в другие контуры (например, две части системы связаны линиями 500 и 220 кВ, работающими параллельно), то можно обойтись без приведения сети к однородной. Тогда проводят несколько расчетов при различных местах размыкания и выбирают вариант с минимальными потерями мощности.

Оптимальные точки размыкания могут быть различными для режимов наибольших и наименьших нагрузок. Если отсутствует возможность оперативного изменения точек размыкания в течение суток, то выбирают точку, обеспечивающую минимум потерь электроэнергии за сутки

$$\Delta W_c = \Delta P_1 t_1 + \Delta P_2 t_2,$$

где t_1 и t_2 — определяют по суммарному графику нагрузки размыкаемой сети.

Если место размыкания установлено постоянным на более длительный период, включающий различные характерные сутки (например, рабочие и нерабочие дни одного сезонного периода), то должен быть обеспечен минимум величины

$$\Delta W_{\text{сез}} = \sum_{i=1}^m (\Delta P_{1i} t_{1i} + \Delta P_{2i} t_{2i}) d_i.$$

Изменение потоко-распределения в неоднородной сети может быть произведено также с помощью трансформаторов с поперечным регулированием или включением в контур реактора [37].

Оптимизация мест размыкания линий 6–35 кВ с двусторонним питанием. Данное мероприятие по физической сущности воздействия на потери аналогично рассмотренному выше. Различие состоит в том, что сети напряжением 6–35 кВ, как правило, работают разомкнуто, поэтому рассматривается вопрос не о размыкании контура, а о поиске наилучшего места размыкания.

Изменение места размыкания линии 6–35 кВ с двусторонним питанием приводит к перераспределению нагрузок между питающими подстанциями и изменению потерь во внешней сети. Для правильного выбора места размыкания необходимо знать зависимости потерь во внешней сети от нагрузки одной из подстанций. Нагрузка второй подстанции однозначно связана с нагрузкой первой, так как $S_1 + S_2 = S_\Sigma$. Данная зависимость может быть представлена в следующем виде:

$$\Delta P = a S_1^2 + b S_1 + c. \quad (3.14)$$

Определение коэффициентов a , b и c для каждой пары подстанций внешней сети проводят диспетчерские службы с помощью программ расчета установившихся режимов. Персонал предприятий электрических сетей представляет информацию о максимально возможном по техническим условиям (нагрузке головных участков и режимам напряжения на конечных подстанциях) перераспределении нагрузок между смежными подстанциями А и Б относительно исходных нагрузок S_0 .

Диспетчерская служба дополнительно к исходному режиму проводит расчеты еще для двух режимов: максимально возможного перемещения нагрузки на подстанцию А и аналогичного перемещения на подстанцию Б. Обозначим изменение потерь мощности в сети при увеличении нагрузки подстанции А на δS_+ через δP_+ , а изменение потерь при уменьшении нагрузки на δS_- через δP_- .

Тогда коэффициенты a и b для рассматриваемой пары подстанций определяют по формулам

$$\left. \begin{aligned} a &= \frac{\delta P_+ \delta S_- + \delta P_- \delta S_+}{\delta S_+ \delta S_- (\delta S_+ + \delta S_-)}; \\ b &= \frac{\delta P_+ \delta S_- (\delta S_- - 2 S_0) - \delta P_- \delta S_+ (\delta S_+ + 2 S_0)}{\delta S_+ \delta S_- (\delta S_+ + \delta S_-)} \end{aligned} \right\} \quad (3.15)$$

Если изменение нагрузки в сторону увеличения и уменьшения принять одинаковым и равным δS , то формулы (3.15) упрощаются:

$$\left. \begin{aligned} a &= \frac{\delta P_+ + \delta P_-}{2 \delta S^2}; \\ b &= \frac{\delta P_+ (\delta S - 2 S_0) - \delta P_- (\delta S + 2 S_0)}{2 \delta S^2} \end{aligned} \right\} \quad (3.16)$$

Изменение потерь мощности δP при изменении нагрузки подстанции А на δS определяют по формуле

$$\delta P = a (2 S_0 \delta S + \delta S^2) + b \delta S. \quad (3.17)$$

Оптимальное место размыкания линии 6–35 кВ определяют, рассчитывая суммарное изменение двух составляющих потерь: в линии 6–35 кВ непосредственно по ее схеме и во внешней сети по (3.17).

В формулах (3.14)–(3.17) в качестве S_0 и δS используют значения полной мощности. Предполагается, что коэффициенты мощности исходной нагрузки и переносимой ее части приблизительно одинаковы.

Пример 3.7. Электрическая сеть 10 кВ с максимальной нагрузкой $S = 10 + j6$ МВ·А получает питание от двух подстанций: от подстанции А – $S_A = 6 + j4$ МВ·А и от подстанции Б – $S_B = 4 + j2$ МВ·А.

Если исходить из допустимых токовых нагрузок головных участков линии 10 кВ, присоединенных к каждой из подстанций, то максимальные нагрузки линий не должны превышать: $S_{Amax} = 8 + j5,3$ МВ·А; $S_{Bmax} = 7 + j5$ МВ·А. Рассчитать коэффициенты зависимости (3.14) и зависимость (3.17).

Решение. По программе установившихся режимов рассчитываем потери мощности в питающей сети в трех режимах: исходном (1), с увеличением нагрузки подстанции А на $\delta S = 1$ МВ·А (2) и с уменьшением на такую же величину (3). Полные мощности нагрузок подстанций А и Б в этих режимах и соответствующие им потери мощности приведены ниже:

Режим	1	2	3
S_A , МВ·А	7,2	8,2	6,2
S_B , МВ·А	4,5	3,5	5,5
ΔP , МВт	85	85,5	84,7

По (3.16) определяем (при $\delta P_+ = 85,5 - 85 = 0,5$ и $\delta P_- = 84,7 - 85 = -0,3$):

$$\begin{aligned} a &= \frac{0,5 - 0,3}{2 \cdot 1^2} = 0,1; \\ b &= \frac{0,5 (1 - 2 \cdot 7,2) - 0,3 (1 + 2 \cdot 7,2)}{2 \cdot 1^2} = -1,04. \end{aligned}$$

Изменение потерь мощности во внешней сети при увеличении нагрузки подстанции А на δS по сравнению с $S_0 = 7,2$ МВ·А в соответствии с (3.17) выражается зависимостью

$$\delta P = 0,1 (2 \cdot 7,2 \delta S + \delta S^2) - 1,04 \delta S = 0,1 \delta S^2 + 0,48 \delta S.$$

Изложенный метод позволяет решать задачу поиска близких к оптимальным точкам размыкания сети с помощью обычных программ

расчета установившихся режимов. Существуют также специальные программы автоматизированного выбора оптимальных точек размыкания сетей, разработанные в Институте электродинамики АН УССР, Киевском политехническом институте (ИВК СЭС) и Белорусском отделении института "Энергосетипроект" (программа ОТРО) и др. В частности, программа ОТРО осуществляет выбор оптимальных точек размыкания линий с двусторонним питанием на напряжении 6–330 кВ по критерию максимума показателя абсолютной экономической эффективности суммарных затрат (включая затраты на получение и обработку необходимой информации).

В состав комплекса включена стандартная программа расчета установившихся режимов энергосистемы, обеспечивающая учет влияния питающей сети.

Программа рассчитывает:

а) исходный режим с вычислением потоков и потерь электроэнергии на участках линии, показателей их загрузки, уровней напряжения в узлах в среднем нагрузочном режиме;

б) оптимальный по минимуму потерь электроэнергии режим работы линии с условно замкнутой схемой;

в) режим работы линии с оптимальной по минимуму потерь электроэнергии точкой размыкания (ОР); при отсутствии в месте ОР существующего коммутационного аппарата учитываются затраты на его установку;

г) режим работы линии с размыканием ее ближайшим коммутационным аппаратом от ОР до первой точки питания (режим рассчитывается в случае, когда в месте ОР нет коммутационного аппарата);

д) то же, что и в п. "г", но ближайшим коммутационным аппаратом на пути от точки ОР до второй точки питания;

е) серию режимов работы линии с размыканием в заданных точках.

В режимах по пп. "б"–"е" вычисляются: снижение потерь электроэнергии в данном режиме по сравнению с исходным, показатель экономической эффективности суммарных затрат, экономический эффект, погрешности расчета потерь.

По результатам расчета по пп. "в"–"д" окончательно выбирается оптимальная по максимуму показателя эффективности суммарных затрат точка размыкания.

Расчеты по п. "е" выполняются, когда заранее известны варианты размыкания линии.

В качестве основной режимной информации используются потоки активной и реактивной энергии в узлах (линии 35–330 кВ) и на головных участках (линии 6–10 кВ). Предусмотрена возможность учета непрерывного и дискретного изменения потоков электроэнергии. Предельный объем рассчитываемой линии: число участков – 149; число узлов – 150. Дополнительно можно провести расчет для девяти наперед заданных точек размыкания.

Объем занимаемой оперативной памяти составляет около 112 К. Время выполнения расчета по линии, состоящей из 35 участков, на ЭВМ ЕС 1935 не превышает 15 с.

Отключение части трансформаторов в режимах малых нагрузок. Отключение одного из n параллельно работающих трансформаторов целесообразно, когда происходящее при этом снижение потерь холостого хода оказывается большим, чем увеличение нагрузочных потерь из-за перераспределения суммарной нагрузки между меньшим числом трансформаторов.

Например, отключение одного из n однотипных трансформаторов целесообразно, если нагрузка подстанций

$$S < S_{\text{ном}} \sqrt{\frac{n(n-1)\Delta P_{\text{х}}}{\Delta P_{\text{к}}}},$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность одного трансформатора; $\Delta P_{\text{х}}$ и $\Delta P_{\text{к}}$ – потери холостого хода и короткого замыкания.

Подставляя в формулу вместо n последовательно снижаемые на единицу значения (например, при четырех трансформаторах 4, 3 и 2), получаем ряд значений S , при которых целесообразно отключение очередного трансформатора. Как правило, подстанции являются двухтрансформаторными, в связи с этим по приведенной формуле определяют лишь одно значение, при котором целесообразно отключение одного из двух трансформаторов.

При n разнотипных трансформаторах для определения программы их отключения при снижении нагрузки проводят расчеты потерь мощности в трансформаторах при различных значениях нагрузки для случаев работы всех трансформаторов и отключения каждого из них поочередно. Для каждого значения нагрузки выбирают вариант с наименьшими потерями.

Выравнивание графика нагрузки сети осуществляется с помощью применения к потребителям стимулирующих мер, обеспечивающих перенос части нагрузки на ночные часы. Снижение потерь электроэнергии в сети определяют по формуле

$$\delta W = \Delta W_{\text{н}} (1 - k_{\phi 2}^2 / k_{\phi 1}^2), \quad (3.18)$$

где индексами 1 и 2 обозначены коэффициенты формы графика до выравнивания и после него; $\Delta W_{\text{н}}$ – нагрузочные потери в сети при коэффициенте формы $k_{\phi 1}$.

В соответствии с (1.18)

$$\frac{k_{\phi 2}^2}{k_{\phi 1}^2} = \left(\frac{1090/T_{\text{max}2} + 0.876}{1090/T_{\text{max}1} + 0.876} \right)^2. \quad (3.19)$$

Пример 3.8. Определить снижение потерь электроэнергии в сети за счет проведения мероприятий, приведших к увеличению числа часов

использования максимальных нагрузок с 4500 до 5000. Потери в исходном режиме составляют 300 млн. кВт·ч.

Р е ш е н и е. По (3.19) определяем соотношение коэффициентов формы:

$$\frac{k_{\Phi 2}^2}{k_{\Phi 1}^2} = \left(\frac{1090/5000 + 0,876}{1090/4500 + 0,876} \right)^2 = 0,96.$$

По (3.18) определяем снижение потерь:

$$\delta W = 300(1 - 0,96) = 12 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}.$$

Выравнивание нагрузок фаз в электрических сетях 0,4 кВ. К городским и сельским трехфазным сетям напряжением 0,4 кВ подключается большое количество однофазных ЭП, присоединяемых между одной из фаз и нулевым проводом. Их подключение производится по возможности равномерно между фазами, однако значения токов I_A , I_B и I_C оказываются все же неодинаковыми.

При этом различают вероятностную несимметрию, имеющую перемежающийся характер с большей загрузкой то одной, то другой фазы, и систематическую несимметрию, при которой неодинаковы средние значения нагрузок. Первый вид несимметрии может быть устранен лишь специальными устройствами с тиристорным управлением, переключающими часть нагрузок с перегруженной на недогруженную фазу. Такие устройства разработаны Институтом электродинамики Академии наук УССР, однако в настоящее время они еще не выпускаются серийно. Систематическая несимметрия может быть снижена путем периодического (1–2 раза в год) перераспределения нагрузок между фазами.

Снижение потерь электроэнергии за счет проведения этого мероприятия в конкретной сети 0,4 кВ определяют по формуле

$$\delta W = 0,7 \frac{W}{100} k_{T1} (k_{\text{нер}1} \Delta U_{\text{max}1} - k_{\text{нер}2} \Delta U_{\text{max}2}),$$

где $k_{\text{нер}1}$ и $k_{\text{нер}2}$ — коэффициенты, определяемые по формуле (2.36) для первоначального распределения нагрузок по фазам и их распределения после выравнивания; $\Delta U_{\text{max}1}$ и $\Delta U_{\text{max}2}$ — потери напряжения в сети, %, до выравнивания нагрузки и после него; W — отпуск электроэнергии в сеть.

3.3. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Ввод в сетях компенсирующих устройств, как уже указывалось выше, является самым эффективным МСП. Наиболее эффективен ввод комплектных конденсаторных установок (ККУ) в сетях 0,4 кВ; при их вводе в сельских сетях удельное снижение потерь электроэнергии составляет в среднем 450, а в промышленных и городских се-

Т а б л и ц а 3.3. Показатели эффективности применения ККУ

Показатель	При установке ККУ в промышленных и городских сетях, получающих питание от подстанций напряжением, кВ					При установке ККУ в сельских сетях, получающих питание от подстанций напряжением, кВ				
	220/6-10	110-150/6-10	35/6-10	220/10	110-150/10	35/10	220/10	110-150/10	35/10	35/10
1. Нагрузочные потери мощности, %:										
в сетях 35 кВ и выше	1,1	2,9	3,7	1,1	2,9	3,7	1,1	2,9	3,7	
в сетях 6-20 кВ всего	3,8	3,8	3,8	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	
всего	4,9	6,7	7,5	8,7	10,5	11,3	8,7	10,5	11,3	
2. Оптимальный коэффициент реактивной мощности на шинах	0,23	0,16	0,14	0,13	0,1	0,09	0,13	0,1	0,09	
3. Удельное снижение потерь мощности, кВт/Мвар:										
в сетях 35 кВ и выше	10	26	31	9	25	29	9	25	29	
в сетях 6-20 кВ	28	25	24	52	49	48	52	49	48	
всего	38	51	55	61	74	77	61	74	77	
4. Удельное снижение потерь электроэнергии, кВт·ч/квар:										
в сетях 35 кВ и выше	61	160	190	55	153	177	55	153	177	
в сетях 6-20 кВ	170	153	147	320	300	295	320	300	295	
всего	231	313	337	375	453	472	375	453	472	
5. Экономический эффект, руб./квар	1,8	3,1	3,5	4,1	5,4	5,8	4,1	5,4	5,8	
6. Срок окупаемости, лет	3,1	2,2	2	1,8	1,4	1,3	1,8	1,4	1,3	
7. Среднее повышение уровня напряжения в сети, %	1,6	2,6	1,7	2,1	2,9	1,9	2,1	2,9	1,9	

Таблица 3.4. Оптимальные значения реактивной мощности, передаваемой энергосистеме в IV квартале

Номер узла	Наименование подстанции	Нагрузки в исходном режиме			Оптимальная реактивная мощность, Мвар
		активная, МВт	реактивная, Мвар	$\lg \varphi$	
1	Перпоямская	11,2	7,1	0,63	3,1
2	Луч	22,4	10,3	0,46	8,3
3	Центролит	17,6	8,6	0,49	3,7
4	Ткацкая фабрика	3,4	1,3	0,38	0,7
5	Советская	8,2	4,8	0,59	1,2

тях 300 кВт·ч/квар в год. Из этих цифр на сети 6–10 кВ приходится соответственно 300 и 150 кВт·ч/квар в год, поэтому если сеть 6–10 кВ находится не на балансе предприятия Минэнерго СССР, снижение потерь в сетях энергосистемы должно учитываться уменьшенной величиной. Средние показатели эффективности применения ККУ приведены в табл. 3.3.

Установка батарей статических конденсаторов напряжением 35–110 кВ приводит обычно к меньшему (в 2–3 раза) народнохозяйственному эффекту, чем установка ККУ, а СК — к еще меньшему в силу сравнительно больших потерь электроэнергии в самих СК.

Расчет взаимосвязанных значений оптимальных мощностей КУ в сетях энергосистем и потребителей производят по специальным оптимизационным программам типа КРМ. Во ВНИИЭ разработаны две такие программы: КРМ-4Б и КРМ-86*.

В дальнейших модификациях данных программ увеличивается цифра, содержащаяся в названии.

Обе программы в качестве внутреннего блока используют программы расчета и оптимизации рабочих режимов Б-2 и Б-6, поэтому правила подготовки исходной информации о питающей сети такие же, как в упомянутых программах. Вместе с тем расчетная схема сети для определения оптимальных мощностей КУ должна составляться более полной, чем для оптимизации режимов, и включать в себя все элементы сети, потоки реактивной мощности по которым изменяются при установке КУ.

Составление такой расчетной схемы включает в себя следующие операции.

*Программа КРМ-4Б разработана В.В. Файншиком, КРМ-86 — А.В. Артемьевым. Известна также программа ПРОКОМ, выполняющая аналогичные функции (разработана в Ростовском институте инженеров железнодорожного транспорта). Эта программа использует результаты работы программы КУРС-1000

ваемой потребителям в часы максимума активных нагрузок

$\lg \varphi$	Мощность устанавливаемых БК, Мвар, на напряжении, кВ			Мощность синхронных машин, Мвар	Эффективность КРМ, кВт/Мвар
	0,38	6–20	35–110		
0,28	4	—	—	—	107
0,37	2	—	—	—	94
0,21	3,4	0,6	—	0,9	72
0,2	2,7	—	—	—	162
0,15	2,4	—	—	1,2	44

1. По программе РАП 35–150 производят расчеты эквивалентных сопротивлений разомкнутых сетей 35–150 кВ. Эти эквивалентные сопротивления вводят в питающую сеть наравне с остальными ее элементами. В результате все нагрузочные узлы схемы, подготовленной для расчета, представляют собой шины 6–20 кВ.

2. Эквивалентные сопротивления сетей 6–20 кВ, присоединенные к линиям соответствующего напряжения, задают относительными значениями нагрузочных потерь мощности ΔP_n в процентах. Программа рассчитывает эквивалентное сопротивление сети по формуле [7]

$$R_{\text{эк}} = \frac{\Delta P_n U_{\text{ном}}^2}{P_n (1 + \lg^2 \varphi) \cdot 100}$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение сети, кВ; P_n — максимальная нагрузка, МВт; $\lg \varphi$ — коэффициент реактивной мощности нагрузки.

Значения ΔP_n для сетей 6–20 кВ, находящихся на балансе энергосистемы, принимают в соответствии с результатами расчета по программе ГИП 6–20 (см. § 2.4), а для промышленных сетей — в соответствии с типовыми значениями, приводимыми в литературе. При отсутствии данных можно принимать: для промышленных и городских сетей — 3,8, для сельских — 7,6 %.

Эквивалентное сопротивление сети 6–20 кВ включает в себя как линии 6–20 кВ, так и понижающие трансформаторы 6–20/0,4 кВ, поэтому фактически расчетная схема, составленная таким образом, включает в себя элементы сетей всех классов напряжения вплоть до шин 0,4 кВ распределительных трансформаторов. Возможными местами установки КУ являются шины 35–110 и 6–20 кВ каждой подстанции 35–330/6–20 кВ (БСК на напряжении выше 110 кВ не устанавливают) и обобщенные шины 0,4 кВ в каждой сети 6–20 кВ. Оптимальное сочетание мощностей КУ, рекомендуемых к установке на шинах каждого из трех перечисленных классов напряжения, взаимосвязанное с

Таблица 3.5. Технито-экономические показатели компенсации реактивной мощности

Показатель	Значение показателя			Изменение показателя за счет установки КУ
	в исходном режиме	после оптимизации режима	после установки КУ	
Суммарная мощность потребителей на шинах 6–20 кВ:				
активная, МВт	100,7	100,7	100,1	0,6
реактивная, Мвар	87,7	87,7	72,5	15,1
Потери активной мощности в неэквивалентных сетях 35 кВ и выше, МВт/%	12,8	12,5	10,5	2
Суммарная мощность генераторов:				
активная, МВт	115,7	115,1	112,4	2,7
реактивная, Мвар	124,5	121,6	98,4	23,2
Отпуск электроэнергии в сеть, млн. кВт·ч	793	783	764	18
Потери электроэнергии в неэквивалентных сетях 35 кВ и выше, млн. кВт·ч:				
нагрузочные	62,6	61,2	50,3	11
холостого хода	8,3	8,4	8,6	-0,2
всего	71	69,7	58,9	10,8
Потери электроэнергии во всех сетях (в том числе потребителей), млн. кВт·ч	73,5	71,1	56,8	14,3
Стоимость потерь, тыс. руб.	735	711,9	568,4	143,5
Суммарная мощность конденсаторных установок, тыс. квар:				
35 кВ и выше	-	-	0	0
6–20 кВ	-	-	0,6	0,6
380 В	-	-	14,5	14,5
всего	-	-	15,1	15,1
Стоимость конденсаторных установок, тыс. руб.:				
35 кВ и выше	-	-	0	0
6–20 кВ	-	-	3,7	3,7
380 В	-	-	116,1	116,1
всего	-	-	119,8	119,8
Приведенные затраты, тыс. руб. в год	735	711,9	598,4	113,5

аналогичными сочетаниями мощностей КУ во всех других узлах, выводится программой на печать (табл. 3.4 и 3.5). Для всех подстанций печатаются также оптимальные значения реактивной мощности, передаваемой в сеть потребителя в режиме наибольшей нагрузки IV квартала (для шин 6–20 кВ), определяемые по формуле

$$Q_{\phi 1}^{IV} = Q_{\phi 1}^{IV} - Q_{к.с} - Q_{к.н},$$

где $Q_{\phi 1}^{IV}$ – фактическое значение максимальной нагрузки на шинах 6–20 кВ; $Q_{к.с}$ и $Q_{к.н}$ – рассчитанные программой оптимальные значения мощностей КУ на шинах среднего (6–20 кВ) и низкого (0,4 кВ) напряжений соответственно.

Оптимальный коэффициент реактивной мощности для каждого узла определяется по формуле $\lg \varphi_3 = Q_{\phi 1}^{IV} / P_n$ и также выводится на печать.

Описанный расчет называют системным. В подготовке информации к такому расчету участвуют диспетчерские службы, служба перспективного развития и предприятие энергонадзора.

Центральной диспетчерской службой и диспетчерскими службами ПЭС подготавливается информация о:

рабочих схемах всех сетей напряжением 35 кВ и выше, находящихся на балансе энергосистемы (включая сети ПЭС) для зимнего периода, принимаемого за основной расчетный период;

изменениях рабочих схем в характерных периодах (летний, паводка и т.п.) по сравнению с зимним периодом;

структуре генерирующих мощностей для характерных периодов года;

суточных графиках суммарной нагрузки собственных потребителей энергосистемы для характерных периодов года;

суточных графиках перетоков по межсистемным связям для характерных периодов года;

продолжительностях характерных периодов (суток);

суточных графиках нагрузки на шинах 6–20 кВ всех подстанций энергосистемы (как в нагрузочных, так и генерирующих узлах) за дни зимнего и летнего контрольных замеров;

режимных ограничениях напряжений в узлах и токов ветвей.

Все графики представляются как для активной, так и для реактивной нагрузок.

Службой перспективного развития представляются в ЦДС данные о планируемых реконструкциях сети, вводах новых потребителей и генерирующих мощностей, планируемых сроках перечисленных изменений, экспертные оценки специалистами службы реальности планируемых изменений и сроков, планируемый рост электропотребления по годам предстоящей пятилетки.

Предприятие Энергонадзора представляет в ЦЭС данные об электроэнергии, потребленной потребителями каждой подстанции за год, и о доле электроэнергии, приходящейся на электроприемники 6–20 кВ.

Основные различия в алгоритмах системного расчета по программам КРМ-4Б и КРМ-86 заключаются в методах расчета потерь электроэнергии и определения их стоимости. В программе КРМ-4Б реализован метод характерных суток (см. § 1.3), а замыкающие затраты на потери вычисляются исходя из удельных капиталовложений и топливных составляющих стоимости электроэнергии, вырабатываемой станциями, работающими в различных зонах графика (пиковой, полупиковой и базисной, см. § 2.2 в [7]). В программе КРМ-86 использована полученная А.В. Артемьевым зависимость удельной стоимости потерь мощности и электроэнергии, приведенной к эквивалентной стоимости потерь мощности в максимум нагрузки, имеющая вид, руб/кВт,

$$c_0 = a_0 + a_1 k_{min} + T_{max} Q / a_2,$$

где a_0 , a_1 и a_2 — коэффициенты, приведенные в [7]; $T_{max} Q$ — число часов максимальной нагрузки, определяемое по графику реактивной мощности.

Использование эквивалентной стоимости потерь мощности в максимум нагрузки позволило проводить расчет только одного режима, а для определения потерь электроэнергии использовать число часов максимальных потерь, вычисляемое по (1.17).

Различие в алгоритмах привело к тому, что программа КРМ-4Б вычисляет искомые значения несколько более точно, однако времени для расчета требуется больше. Схема, содержащая 300 узлов, требует для расчета по программе КРМ-4Б около 12 ч на ЭВМ типа ЕС 1033, а по программе КРМ-86 — около 30 мин.

С целью возмещения затрат энергосистемы на производство и передачу потребителю реактивной мощности и энергии преysкурantom № 09-01 "Тарифы на электрическую и тепловую энергию", вводимым с 1 января 1990 года, установлена плата за 1 квар реактивной мощности, потребляемой в часы максимальной нагрузки энергосистемы, и за 1 квар·ч реактивной энергии, зафиксированной реактивным счетчиком.

В зависимости от тарифной группы, к которой относится потребитель, и от возможностей системы учета реактивной мощности и энергии плата может производиться за максимальную мощность в часы максимальной нагрузки энергосистемы и за реактивную энергию (двухставочный тариф) или только за реактивную энергию (одноставочный тариф).

К первой тарифной группе относятся потребители мощностью 1000 кВ·А и более, ко второй — менее 1000 кВ·А, к третьей — оптовые потребители-перепродавцы (обычно городские коммунальные хозяйства). К четвертой тарифной группе (население) и к пятой (по-

селки, городки) требования по КРМ не предъявляются. Не предъявляются такие требования и к потребителям второй тарифной группы, если их среднеемесячное потребление электроэнергии (за период работы в году) не превышает 30 тыс. кВт·ч. У таких потребителей установка приборов учета реактивной энергии не требуется.

Плата за потребление реактивной мощности и энергии, не превышающее заданных энергосистемой экономических значений, установлена более низкой, чем за потребление сверх этих значений. Первая составляет приблизительно 75% стоимости реактивной энергии, получаемой с помощью конденсаторов (с учетом единовременных затрат на их приобретение), вторая — в 2,5 раза больше этой стоимости [30]. Такое соотношение делает целесообразной КРМ вплоть до экономических значений (срок окупаемости затрат в КУ $T_{ок} \approx 8,3/2,5 = 3,3$ года) и получение остальной части реактивной энергии из сети энергосистемы ($T_{ок} \approx 8,3/0,75 = 11$ лет). Численные значения платы за реактивную мощность и энергию приведены в табл. 3.6.

Ввиду того что не у всех потребителей первой тарифной группы имеются системы учета электроэнергии, фиксирующие максимальную реактивную мощность, преysкурantom допускает расчеты с ними только по показаниям реактивного счетчика (2 строка табл. 3.6). Однако при таком учете общая плата за реактивную энергию будет на 25–30% выше, чем в случае платы за мощность и энергию. Это обеспечивает экономическое стимулирование внедрения более совершенных систем учета.

Для стимулирования внедрения автоматических регуляторов мощности конденсаторных установок преysкурantom установлена плата за

Таблица 3.6. Плата за потребление реактивной мощности и энергии

Группы потребителей	За потребление, не превышающее экономических значений		За потребление, превышающее экономических значений	
	за 1 квар максимальной мощности, руб/год	за 1 квар·ч потребленной энергии, коп.	за 1 квар максимальной мощности, руб/год	за 1 квар·ч потребленной энергии, коп.
I	1,2	0,04	4,8	0,07
II		0,08	—	0,20
III		0,13		0,26
Для I, II и III групп потребителей в Камчатскэнерго, Магаданэнерго, Сахалинэнерго и Якутскэнерго		0,04		0,07
		0,15	—	0,30

генерацию реактивной энергии в сеть энергосистемы в ночные часы в размере 0,3 коп/(квар·ч). Если потребитель располагает избыточной реактивной мощностью (наличие синхронного привода или несовпадение максимума собственной нагрузки с максимумом нагрузки энергосистемы), энергоснабжающей организации может быть выгодно получать ее в часы больших нагрузок. В этом случае она устанавливает график генерации потребителем реактивной энергии в сеть энергосистемы и оплачивает ее по 0,05 коп/(квар·ч).

Система учета реактивной энергии в большинстве случаев должна состоять из двух реактивных электросчетчиков со стопорами в противоположных направлениях. В случае перехода потребителя на расчет по двухставочному тарифу счетчик, фиксирующий потребление реактивной энергии, должен иметь указатель 30-минутного максимума. Способ учета реактивной энергии, генерируемой в сеть энергосистемы по установленному ею графику, должен оговариваться в договоре на пользование электроэнергией. Возможность такой генерации есть, как правило, у крупных потребителей, а они во многих случаях имеют автоматизированные системы учета (типа ИИСЭ), что облегчает контроль за графиком генерации.

Многие потребители (особенно второй тарифной группы) не имеют счетчиков реактивной энергии. До оснащения их такими счетчиками потребление $W_{Q_{II}}$ реактивной энергии и ее генерацию в ночные часы $W_{Q_{Г}}$ определяют по расчетным формулам, установленным Правилами пользования электрической и тепловой энергией (1989 г. издания):

$$W_{Q_{II}} = Q_{\Phi} T_{\text{раб}};$$

$$W_{Q_{Г}} = (0,7Q_{\text{к}} - 0,3Q_{\Phi}) (T_{\text{расч}} - T_{\text{раб}}),$$

где Q_{Φ} — фактическая максимальная реактивная мощность, полученная в день контрольного замера; $Q_{\text{к}}$ — установленная мощность конденсаторов у потребителя; $T_{\text{раб}}$ — число часов работы потребителя (в соответствии со сменностью работы) за расчетный период (месяц); $T_{\text{расч}}$ — продолжительность расчетного периода.

Если $W_{Q_{Г}}$, определенное по приведенной формуле, меньше нуля, его приравнивают нулю. Если конденсаторные установки потребителя, не имеющие электросчетчика, фиксирующего генерацию реактивной энергии, оснащены автоматическими регуляторами, настроенными и опломбированными энергоснабжающей организацией, значение $W_{Q_{Г}}$ также принимают равным нулю.

В соответствии с Правилами пользования электрической и тепловой энергией в договор на пользование электрической энергией (ДПЭ) вносятся:

а) экономическое значение реактивной энергии $W_{Q_{Э}}$, потребляемой из сети энергосистемы за месяц;

б) экономическое значение реактивной мощности, потребляемой из сети энергосистемы в часы ее максимальных нагрузок $Q_{Э}$ (только для потребителей первой тарифной группы);

в) технические пределы потребления реактивной мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы $Q_{\text{н.г}}$ и (или) реактивной энергии $W_{Q_{\text{н.г}}}$ за месяц, при превышении которых энергоснабжающая организация не несет ответственности за снижение напряжения в точке учета электроэнергии в эти часы ниже уровня, установленного в ДПЭ;

г) технический предел генерации реактивной мощности в сеть энергосистемы $W_{Q_{Г}}$, при превышении которого энергоснабжающая организация не несет ответственности за повышение напряжения в точке учета электроэнергии в часы малых нагрузок энергосистемы выше уровня, установленного в ДПЭ.

Способы расчета перечисленных выше величин установлены в Инструкции по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях (1989 г. издания), заменившей ее прежнюю редакцию [16].

Инструкция устанавливает два способа расчета: оптимизационный и нормативный. Первый способ реализуется применением программ расчета на ЭВМ, второй — применением нормативных коэффициентов реактивной мощности $\text{tg } \varphi_{Э}$, установленных Инструкцией (табл. 3.7).

Для шин 6–20 кВ подстанций с высшим напряжением 500 кВ и выше и шин генераторного напряжения нормативное значение $\text{tg } \varphi_{Э} = 0,6$, для потребителей, питающихся от сети 0,38 кВ, $\text{tg } \varphi_{Э} = 0,15$.

Способы определения месячных значений $Q_{Э}$ и $W_{Q_{Э}}$ на основе нормативных значений $\text{tg } \varphi_{Э}$ подробно изложены в Инструкции.

При применении оптимизационного способа расчета вместо нормативных значений $\text{tg } \varphi_{Э}$ используют его оптимальные значения, полученные расчетом по программе (см. табл. 3.4). Оптимальные $\text{tg } \varphi_{Э}$ в среднем имеют более низкие значения, чем нормированные, хотя размах оптимальных значений для различных подстанций одного и того же клас-

Таблица 3.7. Нормативные коэффициенты $\text{tg } \varphi_{Э}$

Объединенная энергосистема	Значение $\text{tg } \varphi_{Э}$ на шинах 6–20 кВ при высшем напряжении подстанции, кВ			
	35	110	150	220–330
Северо-Запада, Центра, Средней Волги, Юга	0,25	0,3		0,4
Северного Кавказа, Закавказья, Урала, Сибири, Казахстана	0,30	0,37		0,49
Средней Азии	0,35	0,42		0,57
Востока	0,19	0,23		0,31

са напряжения существен. Например, при нормированном для ОЭС Центра $\text{tg} \varphi_3 = 0,3$ для подстанций 110–150 кВ оптимальные значения $\text{tg} \varphi_3$ для конкретных подстанций могут лежать в диапазоне от нуля до 0,5–0,6 в зависимости от расположения подстанции в сети. Нормированные значения $\text{tg} \varphi_3$ установлены исходя из условия, чтобы риск потребителя (установка чрезмерной по сравнению с оптимальной мощности КУ) не превышал 5 %.

Внедрение программ оптимизационных расчетов выгодно для народного хозяйства, так как приводит к повышению экономичности работы электрических сетей энергосистемы и потребителя в целом, и для энергопоставляющей организации, так как позволяет увеличить оплату за реактивную мощность и энергию на 20–30 %.

Вместе с тем оно невыгодно для потребителя, поэтому должен обеспечиваться контроль за правильностью применения оптимизационных программ и их соответствием установленным требованиям. В соответствии с упомянутой Инструкцией применяться могут только программы, прошедшие аттестацию в базовой организации и имеющие сертификат на применение, выданный Главгосэнергонадзором.

Сертификат программы должен содержать следующую информацию:

- а) максимальное число узлов сети, которая может быть рассчитана по данной программе;

- б) время счета сети предельного объема;

- в) срок, на который аттестована программа, и наименование энергосистемы, в которой разрешено ее применять;

- г) параметры схемы контрольного примера и соответствующие ей результаты расчета, по которым проверяется отсутствие изменений в программе со времени аттестации;

- д) другие параметры, характеризующие программу и представляющие интерес для ее пользователя.

Оформление сертификата в Главгосэнергонадзоре осуществляется базовой организацией.

Программы расчета оптимальных значений $\text{tg} \varphi_3$ должны удовлетворять следующим основным требованиям.

1. Потери электроэнергии в сетях и оборудовании до и после установки КУ должны рассчитываться способами, приведенными в отраслевой Инструкции [14].

2. Затраты на потери электроэнергии следует определять по удельным замыкающим затратам на электроэнергию.

3. В расчете должны учитываться сети всех напряжений и назначений, перестои реактивной мощности по которым изменяются при установке КУ независимо от их ведомственной принадлежности.

Сети потребителей электроэнергии необходимо учитывать в виде эквивалентных сопротивлений или зависимостей затрат от мощности размещаемых в них КУ.

4. Результаты расчета необходимо представлять в виде гарантированных значений, учитывающих неопределенность следующих показателей: замыкающих затрат на электроэнергию;

- стоимостей КУ;

- данных о нагрузках узлов и их изменения за расчетный период;

- данных о продолжительностях характерных суточных режимов работы энергосистемы (летнего, зимнего, паводка и т.д.);

- других показателей, представление которых в детерминированной форме не соответствует их характеру.

5. В программе необходимо предусмотреть балансировку исходных данных о нагрузках узлов с известной суммарной нагрузкой энергосистемы.

6. Выбирать КУ следует после оптимизации рабочих режимов сетей и совместно с выбором других технических средств снижения потерь электроэнергии. При этом нужно учитывать существующую номенклатуру технических средств.

Основные положения методики выбора мощности КУ в сети, обеспечивающего гарантированный экономический эффект, приведены в § 3.6.

Пример 3.9. Рассчитать хозрасчетный экономический эффект (получаемый энергосистемой) от внедрения программ расчета компенсации реактивной мощности КРМ и QЭ12 в энергосистеме с максимальной нагрузкой $P_c = 4000$ МВт и достигнутой оснащенностью электрических сетей КУ с $\Theta = 0,25$ квар/кВт (принимается по данным предприятия "Энергонадзор").

Решение. Предварительный расчет эффекта проводим с использованием среднего значения удельного снижения потерь электроэнергии от внедрения КУ, равного в соответствии с [15] 160 кВт·ч/квар в год, и среднего значения оптимальной оснащенности сетей компенсирующими устройствами, равного 0,6 квар/кВт.

Необходимая дополнительная мощность КУ составит

$$Q_{\text{к.д}} = (0,6 - 0,25) \cdot 4000 = 1400 \text{ Мвар,}$$

а снижение потерь электроэнергии

$$\delta W = 1400 \cdot 160 \cdot 10^{-3} = 225 \text{ млн.кВт} \cdot \text{ч/год.}$$

Доля эффекта, относящая к программному обеспечению (по данным ранее проведенных расчетов) принимается равной 20 %. Это значение является минимальным гарантированным; обычно оптимизация размещения КУ по программе приводит к большему эффекту, чем 20 %, по сравнению с равномерной компенсацией.

Эффект от внедрения программного обеспечения составит

$$\delta W_{\text{пр}} = 0,2 \delta W = 45 \text{ млн.кВт} \cdot \text{ч/год.}$$

Экономический эффект от снижения потерь электроэнергии определяют по формуле

$$\mathcal{E} = \delta W_{\text{пр}} b_T = 45 \cdot 10^6 \cdot 0,5 \cdot 10^{-5} = 225 \text{ тыс. руб.},$$

где $b_T = 0,5$ — топливная составляющая себестоимости электроэнергии в энергосистеме, коп/(кВт·ч).

Эффект, обеспечиваемый внедрением программы КРМ, принимается равным 80% общего эффекта, а программы QЭ12 — 20%:

$$\mathcal{E}_{\text{КРМ}} = 0,8\mathcal{E} = 0,8 \cdot 225 = 180 \text{ тыс. руб.};$$

$$\mathcal{E}_{\text{QЭ12}} = 0,2\mathcal{E} = 0,2 \cdot 225 = 45 \text{ тыс. руб.}$$

В настоящем разделе изложены два метода расчета КРМ. Первый основан на схемотехнических расчетах основных электрических сетей и обеспечивает оптимальное взаимоувязанное решение для сетей энергосистемы и потребителей. Он не может быть проведен без данных, которыми располагает ЦДС, и без программ соответствующих расчетов на ЭВМ. Второй метод позволяет определить нужные величины (естественно, с гораздо меньшей точностью) без схемотехнических расчетов, исходя из усредненных значений коэффициентов, приведенных в табл. 3.7. Расчет по этому методу не требует данных о параметрах сети энергосистемы. Единственным параметром является высшее напряжение подстанции 35–330/6 20 кВ, от которой получает питание данный потребитель. Информацией для такого расчета располагают предприятия энергонадзора.

3.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ И МЕРОПРИЯТИЙ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ТЕХНИЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

К техническим МСП относят мероприятия по реконструкции, модернизации и строительству сетей. Большинство из них связано с установкой дополнительного оборудования и предусматривается на стадии проектирования сетей. Оценка их влияния на потери должна предусматриваться в проектах. В условиях эксплуатации рассматривается, как правило, эффективность внедрения МСП с незначительными капитальными вложениями. К ним относят, например, ввод КУ 6–10 кВ и ниже, замену недогруженных и перегруженных трансформаторов из имеющегося их фонда или путем перемещения их с одной подстанции на другую, ввод в работу устройств автоматического регулирования напряжения на трансформаторах и КУ, внедрение последовательных регулировочных трансформаторов с поперечным регулированием.

Оценку влияния на потери мощности и электроэнергии в сетях любых технических МСП производят сравнением потерь, рассчитанных

изложенными в гл. 2 методами, до проведения мероприятия и после него. Для определения гарантированного эффекта от их внедрения в расчете должны использоваться нижние границы интервалов неопределенности потерь, рассчитанные для обоих случаев.

Мероприятия по совершенствованию технического учета электроэнергии проводят с двумя основными целями:

1) составление балансов электроэнергии по подстанции, разомкнутой сети или району электрических сетей и разработка мероприятий по снижению коммерческих потерь в случае несоответствия суммы показаний приборов учета электроэнергии, установленных у потребителей, и прибора технического учета;

2) обеспечение расчетов потерь мощности и электроэнергии в сетях и выбор МСП достоверной информацией о нагрузках узлов.

Влияние улучшения информации о нагрузках узлов на точность расчета потерь мощности и электроэнергии может быть оценено количественно. В первую очередь, следует определять эффективность измерения суммарной нагрузки сети, так как она всегда выше эффективности измерения нагрузки любого из узлов. Эту эффективность оценивают удвоенной (при вероятности 95%) разностью среднеквадратичных погрешностей потерь мощности и энергии, вычисленных при отсутствии и наличии данных о суммарной нагрузке сети (при одинаковых в каждом случае интервалах неопределенности узловых нагрузок, характеризуемых математическими ожиданиями m и среднеквадратичными отклонениями Δ_l , где l — номер узла).

В [1] приведено выражение для дисперсии эквивалентного сопротивления сети при наличии данных о суммарной нагрузке сети [формула (4.49)]. Учитывая, что $\Delta P = b^2 R_{\Sigma} / U^2$ и что второе слагаемое в выражении для дисперсии составляет менее 2% первого, формулу для среднеквадратичной погрешности в потерях мощности можно записать в следующем виде, МВт:

$$\Delta[\Delta P] = \frac{2}{U^2 b} \sqrt{\sum_{l=1}^n (c_l b - a)^2 \Delta_l^2}. \quad (3.20)$$

Все условные обозначения приведены к формуле (2.14). Значения Δ_l в (3.20) выражают в мегаваттах, как и значения m_l , используемые для расчета величин a , b , c_l .

При отсутствии данных о суммарной нагрузке сети

$$\Delta[\Delta P] = \frac{2}{U^2} \sqrt{\sum_{l=1}^n c_l^2 \Delta_l^2}. \quad (3.21)$$

Выражение (3.21) непосредственно следует из (115.4) при исключении из него второго слагаемого, составляющего не более 1% первого.

Эффективность установки измерительной аппаратуры на подстанциях сети определяют следующим образом. Проводят n расчетов по (3.20), в каждом из которых приравнивают нулю одно из значений Δ_i . Наиболее эффективной считается установка аппаратуры в узле, при приравнивании нулю Δ_i которого величина $\Delta[\Delta P]$ снижается в наибольшей степени. Далее проводят $(n-1)$ расчет, в каждом из которых приравнивают нулю Δ_i выбранного узла и дополнительно одного из остальных узлов. Выбирается следующий узел, обеспечивающий наибольшее снижение $\Delta[\Delta P]$.

Такую операцию повторяют до тех пор, пока не останется два узла, не оснащенных средствами измерений. Оснащение любого из них таким средством полностью устраняет погрешность расчета потерь мощности, так как при наличии средства измерения суммарной нагрузки нагрузка последнего узла определяется из уравнения баланса.

Порядок перехода от погрешностей в потерях мощности $\Delta[\Delta P]$ к погрешностям в потерях электроэнергии $\Delta[\Delta W]$ определяется принятым методом расчета потерь электроэнергии и степенью однородности графиков нагрузки узлов. Если метод расчета потерь основан на предварительном расчете серии рабочих режимов, то относительная погрешность в потерях электроэнергии уменьшается по сравнению с погрешностью в потерях мощности. Уменьшается погрешность и в случае различия конфигураций графиков различных узлов.

Вместе с тем информационные погрешности данных о нагрузках узлов в режимах малых нагрузок энергосистемы обычно выше, чем в режимах больших нагрузок, что увеличивает погрешность в потерях электроэнергии. Исследования (приложение 8) показывают, что на практике относительную погрешность в потерях электроэнергии можно принимать равной погрешности в потерях мощности в режиме наибольшей нагрузки.

В этом случае абсолютную погрешность в потерях электроэнергии определяют по формуле

$$\Delta[\Delta W] = \Delta[\Delta P] \frac{\Delta W}{\Delta P} \quad (3.22)$$

Пример 3.10. Определить целесообразную последовательность оснащения подстанций сети (см. рис. 1.1) устройствами телеизмерений активной и реактивной мощности, если их расчетные активные нагрузки определяются со среднеквадратичными погрешностями 10%, а реактивные — 15%. Расчетные нагрузки составляют, МВт, Мвар,

$$P = \begin{bmatrix} 100 & 70 & 150 \end{bmatrix}; \quad Q_n = \begin{bmatrix} 60 & 60 & 90 \end{bmatrix}.$$

Расчетное значение потерь мощности в максимум нагрузки составляют 27 МВт, а потерь электроэнергии 114 000 МВт·ч.

Решение. В первую очередь определяем снижение среднеквадратичных погрешностей расчета величин ΔP_P и ΔP_Q при внедрении ап-

паратуры измерения суммарной нагрузки сети. Для этого определяем по (3.21) среднеквадратичную погрешность расчетных потерь мощности при отсутствии данных о суммарной нагрузке. Значения c_i для определения погрешности в потерях ΔP_P вычислены в примере 2.2 и составляют

$$c_1 = 3780; \quad c_2 = 2820; \quad c_3 = 2260.$$

Значения Δ_i в абсолютных единицах при относительной погрешности активных нагрузок, равной 10%, составляют

$$\Delta_1 = 10 \text{ МВт}; \quad \Delta_2 = 7 \text{ МВт}; \quad \Delta_3 = 15 \text{ МВт}.$$

Значения c_i для определения погрешности в потерях, вызываемых потоками реактивной мощности, составляют

$$c_1 = 60 \cdot 21 + 60 \cdot 9 + 90 \cdot 7 = 2430;$$

$$c_2 = 60 \cdot 9 + 60 \cdot 21 + 90 \cdot 3 = 2070;$$

$$c_3 = 60 \cdot 7 + 60 \cdot 3 + 90 \cdot 9 = 1410.$$

Значения Δ_i при относительной погрешности реактивных нагрузок, равной 15%, составляют:

$$\Delta_1 = 9 \text{ Мвар}; \quad \Delta_2 = 9 \text{ Мвар}; \quad \Delta_3 = 13,5 \text{ Мвар}.$$

По (3.21) получаем

$$\Delta[\Delta P_P] = \frac{2}{220^2} \sqrt{3780^2 \cdot 10^2 + 2820^2 \cdot 7^2 + 2260^2 \cdot 15^2} = 2,28 \text{ МВт};$$

$$\Delta[\Delta P_Q] = \frac{2}{220^2} \sqrt{2430^2 \cdot 9^2 + 2070^2 \cdot 9^2 + 1410^2 \cdot 13,5^2} = 1,49 \text{ МВт}.$$

При таких же погрешностях в узловых нагрузках, но известной суммарной нагрузке сети, среднеквадратичные погрешности в расчетных потерях мощности определяют по формуле (3.20). Значения a и b для активных нагрузок вычислены в примере 2.2 и составляют: $a = 914\,400$; $b = 320$. Тогда

$$\Delta[\Delta P_P] = \frac{2}{220^2 \cdot 320} \sqrt{(3780 \cdot 320 - 914\,400)^2 \cdot 10^2 + (2820 \cdot 320 - 914\,400)^2 \cdot 7^2 + 2260 \cdot 320 - 914\,400)^2 \cdot 15^2} = 0,55 \text{ МВт}.$$

Для реактивных нагрузок значения a и b составляют:

$$a = 60(60 \cdot 21 + 60 \cdot 9 + 90 \cdot 7) + (60(60 \cdot 9 + 60 \cdot 21 + 90 \cdot 3) + 90(60 \cdot 7 + 60 \cdot 3 + 90 \cdot 9)) = 396\,900;$$

$$b = 60 + 60 + 90 = 210.$$

Среднеквадратичная погрешность расчетных потерь мощности

$$\Delta [\Delta P_Q] = \frac{2}{220^2 \cdot 210} \sqrt{(2430 \cdot 210 - 396 \cdot 900)^2 \cdot 9^2 + (2070 \cdot 210 - 396 \cdot 900)^2 \cdot 9^2 + (1410 \cdot 210 - 396 \cdot 900)^2 \cdot 13,5^2} = 0,21 \text{ МВт}$$

Следовательно, установка аппаратуры измерения суммарной активной нагрузки снизит интервал неопределенности потерь ΔP_P на $2(2,28 - 0,55) = 3,46 \text{ МВт}$, а суммарной реактивной нагрузки на $2(1,49 - 0,21) = 2,56 \text{ МВт}$.

Для оценки эффективности установки измерительной аппаратуры на подстанции сети определяем погрешности расчета ΔP_P и ΔP_Q при последовательном приравнивании нулю погрешности ΔI одного из узлов. Вначале определим эффективность установки устройств измерения активной мощности.

При $\Delta_1 = 0$

$$\Delta [\Delta P_P] = \frac{2}{220^2 \cdot 320} \sqrt{(2820 \cdot 320 - 914 \cdot 400)^2 \cdot 7^2 + (2260 \cdot 320 - 914 \cdot 400)^2 \cdot 15^2} = 0,39 \text{ МВт};$$

при $\Delta_2 = 0 \quad \Delta [\Delta P_P] = 0,53 \text{ МВт};$

при $\Delta_3 = 0 \quad \Delta [\Delta P_P] = 0,412 \text{ МВт}.$

Наиболее значительное снижение интервала неопределенности потерь дает оснащение измерительной аппаратурой подстанции в узле 1. Оно составляет $2(0,55 - 0,39) = 0,32 \text{ МВт}$. Этот узел является первоочередным, подлежащим такому оснащению.

Таблица 3.8. Целесообразная последовательность оснащения сети средствами измерения нагрузок и показатели их эффективности

Измеряемая величина и место измерения	Снижение интервала неопределенности потерь	
	мощности, МВт	электроэнергии, МВт · ч
Суммарная активная нагрузка	3,46	14 600
Суммарная реактивная нагрузка	2,56	10 800
Активная нагрузка в узле 1	0,32	1350
Активная нагрузка в узле 2 или 3	0,78	3300
Реактивная нагрузка в узле 1	0,286	1210
Реактивная нагрузка в узле 2 или 3	0,134	565

Для выбора следующего узла в общем случае необходимо рассчитать величины $\Delta [\Delta P_P]$ при $\Delta_1 = 0$ и поочередном приравнивании нулю ΔI одного из оставшихся узлов.

Так как в данной сети осталось только два не рассмотренных узла, установка измерительного устройства в любом из них сделает режим детерминированным, снизив интервал неопределенности потерь мощности на $2 \cdot 0,39 = 0,78 \text{ МВт}$.

Аналогично рассчитываем последовательность оснащения подстанции средствами измерения реактивной мощности:

при $\Delta_1 = 0 \quad \Delta [\Delta P_Q] = 0,067 \text{ МВт};$

при $\Delta_2 = 0 \quad \Delta [\Delta P_Q] = 0,198 \text{ МВт};$

при $\Delta_3 = 0 \quad \Delta [\Delta P_Q] = 0,205 \text{ МВт}.$

Наиболее эффективно оснащение средством измерения первого узла. Интервал неопределенности потерь снижается на $2(0,21 - 0,067) = 0,286 \text{ МВт}$. Оснащение любого из оставшихся узлов снизит интервал неопределенности на остальные $2 \times 0,067 = 0,134 \text{ МВт}$.

Снижение интервала неопределенности потерь электроэнергии определяем по (3.22) при $\Delta W / \Delta P = 114 \cdot 000 / 27 = 4220 \text{ ч}$.

Наиболее целесообразная последовательность оснащения сети средствами измерения (с позиции более точного определения технических потерь электроэнергии) приведена в табл. 3.8.

3.5. ПЛАНИРОВАНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Основной целью планирования потерь электроэнергии является расширение масштабов внедрения мероприятий по снижению потерь с помощью стимулирования персонала за выполнение плана по потерям.

Для обеспечения стимулирующих функций система планирования должна удовлетворять ряду требований:

1) должны быть ясно видны экономическая обоснованность и технические возможности снижения потерь до устанавливаемой плановой величины;

2) должны быть известны конкретные мероприятия, полная реализация которых адекватно приведет к выполнению плана по потерям;

3) планируемый показатель должен устанавливаться в таком виде, чтобы его изменение в подавляющей степени зависело от деятельности персонала, которому он устанавливается, и в минимальной — от внешних, не зависящих от деятельности персонала факторов.

Планирование потерь, как и других показателей, должно осуществляться в два этапа. На первом этапе осуществляется прогнозирование потерь на основе анализа ретроспективной и перспективной информации. На втором этапе осуществляется собственно разработка плана.

Принципиальное отличие этих двух этапов заключается в характере выходной информации — выходная информация этапа прогнозирования имеет ориентирующий характер и представляется в интервальной форме, выходная информация этапа планирования имеет директивный характер и представляется в детерминированной форме. Такое отличие обусловлено различием логических формул описанных этапов выработки плана: формула прогнозирования — "вероятно, будет", формула планирования — "должно быть".

Ценность ретроспективной информации даже при условии ее полной достоверности снижается по мере увеличения ее давности. Увеличение глубины планирования (упреждения) при постоянной доверительной вероятности также приводит к расширению доверительного интервала (интервала неопределенности) планируемого показателя. Эти явления в теории прогнозирования получили название дисконтирования ретроспективной и перспективной информации.

В рассматриваемой задаче планирования потерь электроэнергии информация о технических потерях, являющаяся отправной точкой для научно обоснованного их планирования, может быть представлена только в виде интервала неопределенности даже за отчетный год, так как эту информацию получают расчетным путем на основе входной информации ограниченной достоверности. Описанное положение ясно показывает, что получить расчетом детерминированное значение прогнозных потерь физически невозможно, они могут быть представлены только в интервальной форме с соответствующей данному интервалу доверительной вероятностью.

Задача установления детерминированного планового показателя является самостоятельной задачей, методология которой основана на другом аппарате, нежели методология прогнозирования потерь.

Методология прогнозирования потерь лежит в области анализа физики процесса их изменения, основанной на расчете режимов электрических сетей, методология же их планирования¹ — в области анализа его социальных последствий, определения оптимального стимулирующего воздействия плановой величины на персонал, т.е. в области человеческого фактора.

В литературе часто эти два этапа планирования не выделяются и расчет потерь ошибочно называют их планированием.

Установление плановых заданий по потерям эксплуатационным подразделениям Минэнерго СССР необходимо рассматривать как экономический рычаг, обеспечивающий повышение экономических показателей их работы. Излишне легкий план по потерям приведет к тому, что не все имеющиеся резервы снижения потерь будут использованы, из-

лишне же напряженный план заранее обречен на неудачу из-за ясно видимой бесперспективности усилий по его выполнению.

К снижению инициативности персонала ведет и слишком большое влияние на плановый показатель внешних факторов, к которым, в первую очередь, относятся транзитные перетоки мощности. Их значения, как правило, определяются вышестоящими подразделениями на основании анализа оперативного баланса мощностей, топливной конъюнктуры и т.п. При благоприятной (для данного подразделения) ситуации с транзитными перетоками план по потерям окажется выполненным, даже если не проведено ни одного мероприятия по их снижению. При неблагоприятной ситуации план может быть не выполнен, несмотря на проведение большого числа МСП. Выходом из этого положения может быть либо стимулирование персонала за внедрение МСП, а не за снижение потерь, либо установления гибкого планового задания по потерям, исключаяющего воздействие внешних факторов. Более подробно этот вопрос освещается ниже.

Изложенное показывает, что установление плановых потерь на основании предварительно полученного их интервального прогноза должно производиться с учетом характеристик конкретных трудовых коллективов и не может устанавливаться единообразно для всех иерархических подразделений Минэнерго СССР. На планирование потерь не должна распространяться жесткая дисциплина плановых заданий, так как в данном случае планируется внутренний показатель работы энергетического предприятия, являющийся составляющей себестоимости продукции. В связи с этим допустим любые способы установления плановых показателей по потерям, обеспечивающие выполнение конечной цели — максимально возможного в конкретной ситуации снижения себестоимости электроэнергии. Такое положение соответствует складывающейся в настоящее время прогрессивной тенденции увеличения хозяйственной самостоятельности предприятий.

Ниже изложены рекомендации, которые, по мнению автора, могут способствовать повышению инициативности персонала и реализации внутренних резервов по снижению потерь электроэнергии в сетях.

Методы прогнозирования потерь делятся на две группы: основанные на физических закономерностях изменения потерь при изменении влияющих факторов и основанные на статистических зависимостях потерь от влияющих факторов.

К первой группе относится, например, метод прогнозирования нагрузочных потерь, основанный на формуле

$$\Delta W_{\text{пр}}^{i+1} = \Delta W_{\text{ф}}^{i-1} \left(\frac{W_{\text{пр}}^{i+1}}{W_{\text{ф}}^{i-1}} - 1 \right)^2 + \delta W_{\text{МСП}}, \quad (3.23)$$

где $\Delta W_{\text{ф}}^{i-1}$ и $W_{\text{ф}}^{i-1}$ — фактические значения потерь электроэнергии и

¹ Здесь и далее рассматривается планирование, в результате которого вырабатываются показатели, влияющие на фонд материального поощрения.

ее отпуска в сеть в $(i-1)$ -м году; $\Delta W_{\text{пр}}^{i+1}$ и $W_{\text{пр}}^{i+1}$ прогнозируемые значения потерь и отпуска электроэнергии в сеть на $(i+1)$ -й год; $\delta W_{\text{МСП}}$ — снижение потерь в $(i+1)$ -м году за счет мероприятий, проводимых в $(i+1)$ -м и i -м годах.

Использование в (3.23) значений потерь электроэнергии и ее отпуска за $(i-1)$ -й год обусловлено тем, что директивное утверждение плановых показателей на $(i+1)$ -й год осуществляется в i -м году, когда его показатели еще неизвестны. В случае целевого использования плановых показателей в будущем в качестве стимулирующего рычага снижения себестоимости электроэнергии интервал упреждения должен уменьшаться. Установление плановых заданий (особенно низовым подразделениям) может осуществляться в начале планируемого года, когда известны результаты их деятельности за прошлый год. Это увеличит гибкость планирования и сделает его более эффективным.

Основные погрешности формулы (3.23) обуславливаются следующими факторами: 1) допущением, что нагрузочные потери изменяются пропорционально квадрату изменения электроэнергии, отпущенной в сеть; 2) невозможностью учесть эффект от крупных мероприятий по реконструкции сети и изменению состава генерирующих источников; 3) определением эффекта от проводимых МСП по укрупненным нормативам; 4) допущением, что коммерческие потери отсутствуют и разность между отчетными потерями и легко рассчитываемыми вручную потерями холостого хода представляет собой фактическое значение нагрузочных потерь.

Из теоретических основ известно, что при неизменном сопротивлении нагрузочные потери зависят от квадрата нагрузки. Однако принять такую зависимость для сложной сети, объединяющей разнохарактерные элементы, можно лишь в том случае, если пропуск электроэнергии изменился на всех элементах в одинаковой пропорциональности. Фактические же изменения могут быть самыми разнообразными.

Для примера рассмотрим сеть из двух элементов, потери в которых составляют 5 и 20 тыс. кВт·ч в год, при пропусках электроэнергии 100 и 150 тыс. кВт·ч (т.е. 250 тыс. кВт·ч в сумме) соответственно. Общие потери равны 25 тыс. кВт·ч, или 10%.

Если пропуск электроэнергии увеличится на 20% и станет равным в сумме 300 тыс. кВт·ч, то при равномерном его увеличении по обоим элементам

$$\Delta W_{\text{н}}^{\text{пл}} = \Delta W_{\text{н}}^{\text{отч}} \left(\frac{300}{250} \right)^2 = 25 \cdot 1,44 = 36 \text{ тыс. кВт·ч.}$$

Если увеличение пропусков полностью ляжет на первый элемент, то потери в нем вырастут до $5(150/100)^2 = 11,2$ тыс. кВт·ч. Во втором элементе потери останутся неизменными и суммарные потери составят

31,2 тыс. кВт·ч, или 10,4%. Чтобы получить такой же результат по формуле (3.23), показатель степени надо принять равным 1,2.

Если увеличение пропусков ляжет полностью на второй элемент, то потери в нем возрастут до $20(200/150)^2 = 35,6$ тыс. кВт·ч, суммарные потери составят 40,6 тыс. кВт·ч, или 13,5%. Чтобы получить такой же результат по (3.23), надо показатель степени принять равным 2,7.

На практике прирост нагрузок часто обуславливается подключением новых предприятий лишь к нескольким узлам энергосистемы, что не соответствует квадратичной зависимости изменения потерь, хотя реальные отличия от нее не так велики, как в приведенном выше примере.

Приведенное показывает, что значение показателя степени для сложной сети нельзя установить априорно. Оно зависит от фактического изменения потоков энергии, протекающей по сетям различных напряжений и различным их элементам. Определить эти потоки, а следовательно, и достоверное значение показателя степени можно лишь с помощью схемотехнических расчетов.

Эффект от крупных мероприятий по реконструкции сети также может быть определен только с помощью схемотехнических расчетов, как и сами нагрузочные потери $\Delta W_{\text{ф}}^{i-1}$.

Проведение таких расчетов методами, описанными в гл. 2, устраняет необходимость использования формулы (3.23), так как в результате расчета получают непосредственно искомое значение прогнозируемых потерь. Для этого расчет проводят по прогнозируемым на планируемый год нагрузкам узлов и схеме сети. Эффект от мероприятий по реконструкции сети учитывается при этом автоматически.

Эффект от инициативных МСП режимного и организационного характера при обосновании планового задания учитывать нецелесообразно. Прежде всего это отрицательно влияет на желание персонала проводить МСП, так как чем больше эффект от запланированных МСП, тем более жесткий план получит подразделение в соответствии с (3.23). Вместе с тем, как показывает практика, утверждаемое плановое задание по потерям обычно более жесткое, чем запрашиваемое. Инициативные МСП в этом случае и должны быть теми резервами, которые обеспечат снижение потерь.

Задача прогноза потерь может быть решена и с помощью регрессионных зависимостей, основанных на имеющейся статистике. В этом случае в отличие от методов схемотехнических расчетов нельзя выявить конкретные мероприятия по снижению потерь, а прогноз будет справедлив лишь в случае сохранения в планируемом году темпов изменения схемы и нагрузок, соответствовавших статистике.

Чем ниже уровень подразделения, которому планируются потери, тем большая погрешность свойственна прогнозам, осуществляемым с помощью как обобщенных физических закономерностей типа (3.23), так и регрессионных методов. Вместе с тем даже для уровня Минэнер-

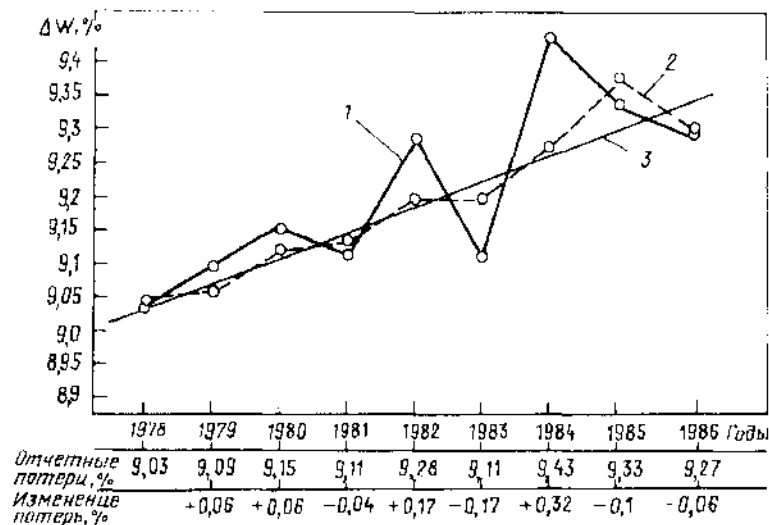


Рис. 3.7. Динамика изменения отчетных потерь электроэнергии в электрических сетях Минэнерго СССР:

1 — отчетные потери; 2 — то же, усредненные за два предыдущих года; 3 — линейная аппроксимация с тенденцией прироста потерь 0,037 %/год

го СССР в целом такие зависимости не дают (и, по мнению автора, не могут дать) приемлемой точности. На рис. 3.7 приведена динамика изменения потерь электроэнергии в электрических сетях Минэнерго СССР за 1978–1986 гг. За весь этот период производство электроэнергии увеличивалось практически линейно. Практически равномерно шел ввод оборудования, влияющего на уровень потерь (компенсирующие установки, линии электропередачи и т.п.). Вместе с тем относительные потери электроэнергии (отчетные) изменялись в обе стороны на десятые доли процента — от 0,17% вниз до 0,32% вверх по сравнению с предыдущим годом. Аналогичные колебания наблюдаются и в других странах (см. табл. В1).

Такого прогноза не могла дать зависимость (3.23). Незвестны и регрессионные зависимости, объясняющие такие колебания потерь. Очевидны трудности их получения и в будущем. Дело в том, что для получения регрессионных зависимостей нужна более или менее представительная статистика по каждому фактору, а многие из них имеют уникальный характер (резко увеличивающийся переток между конкретными энергообъединениями, вызванный временным выходом из строя мощной станции, снижение производства электроэнергии на ГЭС конкретного региона в маловодный год, ввод уникальной линии электропередачи и т.п.). Вместе с тем нельзя с уверенностью сказать, что представленным на рис. 3.7 образом действительно изменялись

технические потери. Особенности коммерческих отношений сторон могут исказить отчетные потери, и эти искажения не могут быть учтены ни в регрессионной зависимости, ни в зависимости типа (3.23) вследствие естественного отсутствия регистрируемого фактора.

Следует отметить и еще один недостаток принципиального характера, присущий обоим описанным выше способам прогноза потерь. Решение задачи прогнозирования потерь не является самоцелью. Конечной целью всех расчетов и анализа потерь является разработка и внедрение конкретных мероприятий по их снижению, а такая разработка может быть произведена только на основе схмотехнических расчетов по перспективной схеме и нагрузкам сети, в результате которых известными становятся и прогнозные значения потерь.

Только результаты таких расчетов могут обосновать экономическую целесообразность планирования в отдельных случаях роста относительных потерь. Например, в районах нового строительства сетей в начальный период их эксплуатации они могут быть недогружены. Рост нагрузки впоследствии приведет к росту относительных потерь, однако это не является основанием для проведения мероприятий по их снижению, так как плотность тока еще может быть далека от нормативной.

В связи с изложенным внедрение программ схмотехнических расчетов потерь в практику работы энергосистем и их подразделений является, на взгляд автора, единственным путем решения задачи снижения потерь в отечественных сетях до экономически обоснованного уровня.

Вместе с тем следует отметить работу [31], в которой предложена зависимость прироста потерь электроэнергии в рассматриваемом году по сравнению с базовым годом:

$$\begin{aligned} \delta W = & 6292 + 0,268 W_{\text{АЭС}} + 0,138 \delta W_{\text{ТЭС}} + 0,158 W_{\text{ГЭС}} - 0,89 \delta Q_{\text{к}} \\ & - 0,233 \delta L_1 - 0,268 \delta L_2, \end{aligned} \quad (3.24)$$

где $\delta W_{\text{АЭС}}$, $\delta W_{\text{ТЭС}}$ и $\delta W_{\text{ГЭС}}$ — приросты производства электроэнергии на АЭС, ТЭС и ГЭС соответственно, млн. кВт·ч; $\delta Q_{\text{к}}$ — прирост мощности КУ, Мвар; δL_1 , δL_2 — приросты протяженности электрических сетей напряжением 35–150 и 220–1150 кВ соответственно.

Авторами [31] получены прогнозные значения отчетных потерь для Минэнерго СССР на 1987 г. (9,2%) и на 1988 г. (9,08%). Степень соответствия прогнозных значений фактическим значениям позволит судить о надежности метода.

Следует иметь в виду, что коэффициенты регрессионной зависимости (3.24) не являются показателями удельной эффективности каждого отдельного параметра. Например, удельное снижение потерь от ввода КУ в соответствии с (3.24) составляет 890 кВт·ч/квар, что не соответствует реальной их эффективности (см. табл. 3.3). В большей

степени этот эффект отражают однофакторные оценки типа

$$\delta W = a_0 + a_1 X,$$

где a_0 — свободный член; X — один из факторов, перечисленных выше. Ниже приведены полученные в [31] значения a_0 и a_1 для случаев использования вместо X факторов из (3.24), а также прироста общего отпуска с шин δW_0 :

X	δW_0	$\delta W_{\text{ЛЭС}}$	$\delta W_{\text{ТЭС}}$	$\delta W_{\text{ГЭС}}$	δQ_K	δL_1 и δL_2
a_0	3310	3959	4852	3984	5607	13 202
a_1	0,188	0,34	0,07	0,128	0,13	-0,25 0,28

Гибкое планирование потерь в электрических сетях энергосистем. С целью устранения зависимости планового показателя от внешних, не зависящих от деятельности персонала конкретного подразделения факторов в качестве отчетной величины целесообразно рассматривать разность между фактическими потерями и их изменением за счет отклонения внешних факторов от значений, принятых при расчете плановых потерь.

Например, плановые потери 7,3 % были определены подразделению при прогнозируемых транзитных потоках по двум межсистемным связям на уровнях 210 и 150 млн. кВт·ч. С помощью специальных расчетов выявлены зависимости изменения относительных потерь в сети данного подразделения $\delta \Delta W$ от изменения потоков δW_0 , имеющие вид

$$\delta \Delta W_1 = 0,01 \delta W_{01}; \quad \delta \Delta W_2 = 0,06 \delta W_{02}.$$

Фактические значения потоков составили 280 и 130 млн. кВт·ч, а потери 7,1 %.

Изменение потерь за счет изменения потоков составляет

$$\delta W = 0,01 \cdot 70 + 0,06 \cdot 20 = 0,5 \, \text{млн. кВт·ч}.$$

Отрицательная величина изменения потерь говорит о благоприятном влиянии изменения потоков на потери в сетях данного подразделения. Потери, приведенные к запланированным значениям потоков, составляют $7,1 + 0,5 = 7,6 \, \text{млн. кВт·ч}$, что говорит о невыполнении плана.

В другом случае отчетные потери составили 7,5 %, а поток по первой линии уменьшился на 50 млн. кВт·ч, а по второй увеличился на 15 млн. кВт·ч. Изменение потерь, вызванное изменением потоков, составило

$$\delta W = -0,01 \cdot 50 + 0,06 \cdot 15 = 0,4 \, \text{млн. кВт·ч}.$$

Потери, приведенные к запланированным потокам, составят $7,5 - 0,4 = 7,1 \, \text{млн. кВт·ч}$, что говорит о выполнении плана.

Более подробно методика расчета нормативных характеристик электрических сетей по потерям электроэнергии (НХПЭ.) изложена в приложении 11.

Как следует из изложенного в гл. 1 и 2, расчетные значения потерь могут быть представлены только в виде интервала неопределенности, ширина которого определяется использованным методом расчета и достоверностью исходной информации. В этом случае подразделение, применяющее менее точный метод, имеет при прочих равных условиях и меньшее значение нижней границы интервала неопределенности потерь.

При распределении между низовыми подразделениями плановой величины потерь $\Delta W_{\text{пл}}$, установленной для вышестоящего подразделения, производит с учетом нижней границы интервала неопределенности. Для этого для каждого подразделения определяют расчетную величину

$$\Delta W_{pi} = k \Delta W_{\text{min } i} + (1 - k) \Delta W_{\text{отч } i}, \quad (3.25)$$

где коэффициент $k \leq 1$ устанавливают экспертно исходя из желаемого стимулирующего воздействия с целью перехода на более точные методы расчета; при $k = 0$ дальнейшее распределение будет вестись пропорционально отчетным потерям, без учета расчетных величин, при $k = 1$ — пропорционально только расчетным значениям.

Плановые потери i -му подразделению определяют по формуле

$$\Delta W_{\text{пл } i} = \Delta W_{pi} \frac{\Delta W_{\text{пл}}}{\Delta W_p}, \quad (3.26)$$

где ΔW_p — сумма расчетных значений (3.25) для всех подразделений.

Пример 3.11. В состав вышестоящего подразделения входят три нижестоящих, отчетные потери электроэнергии в которых и интервалы неопределенностей потерь, рассчитанные по нагрузкам сетей в планируемый период, приведены в табл. 3.9. Вышестоящему подразделению установлены плановые потери на уровне 410 млн. кВт·ч.

В целях стимулирования более качественного выполнения расчетных обоснований плановых потерь решено применять $k = 0,5$. Тогда по

Таблица 3.9. Характеристика подразделений

Номер подразделения	Отчетные потери за прошлый год, млн. кВт·ч	Отпуск электроэнергии в сеть, млн. кВт·ч	Интервалы неопределенности расчетных потерь, млн. кВт·ч		Устанавливаемый план по потерям, млн. кВт·ч
			нижняя граница	верхняя граница	
1	100	1200	70	110	91,5
2	160	2000	140	160	162
3	140	1800	150	180	156,5
Итого	400	5000	360	450	410

(3.25) потери составят, млн. кВт·ч:

$$\Delta W_{p1} = 0,5 \cdot 70 + 0,5 \cdot 100 = 85;$$

$$\Delta W_{p2} = 0,5 \cdot 140 + 0,5 \cdot 160 = 150;$$

$$\Delta W_{p3} = 0,5 \cdot 150 + 0,5 \cdot 140 = 145;$$

$$\Delta W_p = 85 + 150 + 145 = 380.$$

По (3.26) определяем плановые потери, млн. кВт·ч:

$$\Delta W_{пл1} = 85 \frac{410}{380} = 91,5;$$

$$\Delta W_{пл2} = 162; \quad \Delta W_{пл3} = 156,5.$$

Наименее качественно проведены расчеты в первом подразделении интервал неопределенности составил $(110 - 70) / (110 + 70) \cdot 100 = \pm 22,2\%$, в то время как во втором подразделении $(160 - 140) / (160 + 140) \cdot 100 = \pm 6,7\%$, а в третьем подразделении $(180 - 150) / (180 + 150) \cdot 100 = \pm 9,1\%$. Наиболее жесткий план установлен первому подразделению.

Выше изложен способ определения плановых заданий по потерям в ситуации, когда распределяются суммарные потери, установленные

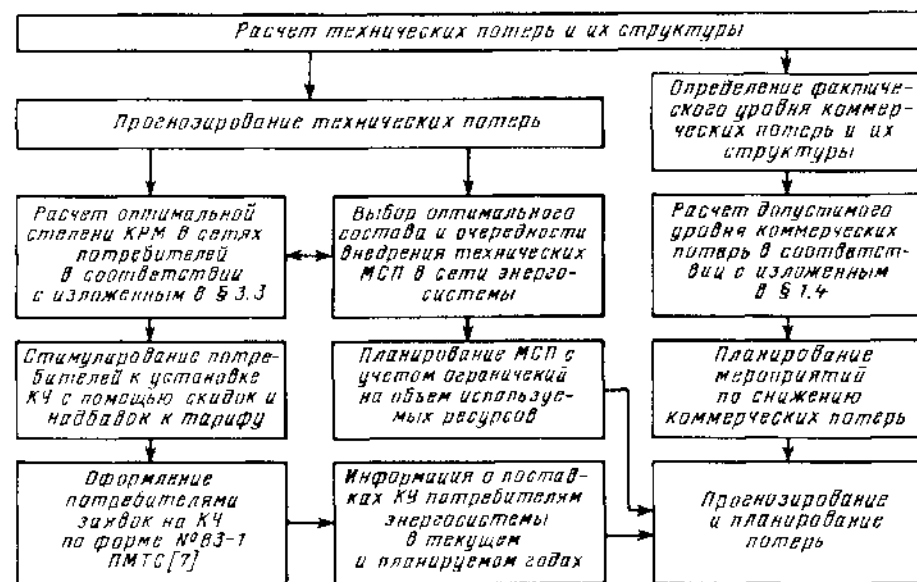


Рис 3.8 Структура и последовательность решения задач по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях

в качестве плана вышестоящему подразделению и, как правило, меньшие суммы расчетных потерь для низовых подразделений. В этом случае расчетные потери являются лишь величинами, пропорционально которым распределяются суммарные потери. Основным требованием к расчетным потерям в этом случае является требование их определения при одинаковой для всех подразделений напряженности работ по их снижению (например, все подразделения не учитывают инициативных МСП и т.п.).

Если же планирование потерь производится на основе детального анализа реальных возможностей подразделения по их снижению, то такой анализ целесообразно осуществлять в последовательности, соответствующей рис. 3.8. Наличие на рис. 3.8 связи между задачами расчета оптимальной КРМ в сетях потребителей и выбора оптимального состава и очередности внедрения технических МСП в сети энергосистемы говорит о взаимном влиянии этих МСП. Теоретически правильно было бы решать эти задачи в комплексе, однако число искомых переменных в этом случае сильно возрастает, причем непропорционально тому эффекту, который дают остальные МСП по сравнению с КРМ. Поэтому учет взаимного влияния целесообразно осуществлять с помощью последовательных корректировок. Сначала определяют оптимальную степень КРМ по существующей схеме сети, затем - целесообразность других МСП при скомпенсированных нагрузках потребителей. Если другие МСП изменили расчетную схему, проводят повторный расчет КРМ. В математике такой метод называется методом групповой релаксации переменных.

3.6. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МЕТОДИКИ ВЫБОРА МОЩНОСТИ КУ В УЗЛАХ СЛОЖНОЙ СЕТИ

Оптимальное сочетание мощностей КУ в узлах сложной сети должно обеспечить минимум приведенных к году затрат, включающих в себя затраты на потери мощности и электроэнергии $Z_{п1}$ и КУ - $Z_{к1}$:

$$Z_{\Sigma} = Z_{п1} + Z_{к1} = \Delta P_Q c_0 + z_k Q_{\Sigma} \Sigma. \quad (3.27)$$

где ΔP_Q - потери мощности, вызываемые передачей реактивной мощности; c_0 - удельная стоимость потерь мощности, руб/кВт в год (см. § 3.3); z_k - удельные затраты на КУ, руб/квар в год, равные 22% стоимости КУ; $Q_{\Sigma} \Sigma$ - суммарная мощность КУ.

Оптимальное сочетание мощностей КУ в узлах определяют из системы уравнений, каждое из которых представляет собой производную от функции (3.27) по реактивной мощности одного из узлов сети.

Потери активной мощности, вызываемые передачей по сети реактивной мощности, в соответствии с (1.50) определяют по формуле

$$\Delta P_Q = \frac{1}{U_y^2} Q_i R Q. \quad (3.28)$$

Вектор производных затрат (3.27) по реактивным нагрузкам узлов с учетом (3.28) имеет вид

$$\frac{\partial Z}{\partial Q_i} = \sigma_i = \frac{2}{U_y^2} R Q c_0 - z_k n, \quad (3.29)$$

где n — матрица-столбец, составленная из единиц.

Приравняв (3.29) нулю, можно найти соответствующий вектор Q_0 , представляющий собой оптимальные значения реактивной мощности, передаваемой в сеть потребителя, и значения необходимой мощности КУ:

$$Q_{k,0} = Q_n - Q_0.$$

Некоторые значения из вектора $Q_{k,0}$ могут оказаться отрицательными, что для конденсаторных установок физически невозможно. В этом случае эти узлы должны быть исключены из рассмотрения, сеть приведена только к тем узлам, в которых $Q_{k,0} > 0$ (матрица R будет иметь меньший порядок), и система уравнений должна быть решена заново.

Учитывая трудоемкость операции получения эквивалентной матрицы, а также тот факт, что влияние на потери оказывает не только реактивная мощность, но и напряжения, зависящие, в свою очередь, от коэффициентов трансформации, поиск оптимального решения часто производят итерационным путем. Для этого определяют производные по формуле (3.29) и распределяют небольшую часть КУ между узлами таким образом, чтобы в узлах с большими производными (большим удельным эффектом) обеспечивалась большая степень компенсации, чем в узлах с малыми производными. При новых значениях реактивных нагрузок вновь рассчитывают производные и добавляют мощности КУ. Такой расчет выполняют до тех пор, пока производные во всех узлах, где устанавливаются КУ, не будут близки к нулю.

Пример 3.12. Определить оптимальные мощности КУ в узлах сети рис. 1.1 при $z_k = 3$ руб/квар в год; $c_0 = 100$ руб/кВт в год; $U_y = 220$ кВ. Реактивные нагрузки узлов составляют $Q_{нi} = \begin{bmatrix} 60 & 60 & 90 \end{bmatrix}$.

Решение. По (3.29) определяем

$$\sigma_i = \frac{2 \cdot 100}{220^2} \begin{bmatrix} 21 & 9 & 7 \\ 9 & 21 & 3 \\ 7 & 3 & 9 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 60 \\ 60 \\ 90 \end{bmatrix} - 3 \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 7,1 \\ 5,6 \\ 2,85 \end{bmatrix}.$$

Значения вектора σ_i показывают, что наиболее эффективна установка КУ в первом узле (удельная эффективность 7,1 руб/квар), менее эффективна во втором (5,6 руб/квар) и наименее эффективна в третьем (2,85 руб/квар).

Таблица 3.10. Результаты расчетов по выбору мощности КУ в узлах

Итерация	Мощности КУ, Мвар в узлах			Производные, руб/квар, в узлах		
	1	2	3	1	2	3
0	0	0	0	7,1	5,6	2,85
1	20	15	0	4,8	3,5	2,1
2	40	30	10	2,2	1,3	1,8
3	50	40	20	0,65	0	0,15
4	55	35	25	0,25	0,15	-0,1

Добавляем 20 Мвар в первый узел и 15 Мвар во второй. Новые нагрузки составят $Q_{нi} = \begin{bmatrix} 40 & 45 & 90 \end{bmatrix}$. Вычисляем новые значения производных:

$$\sigma_i = \frac{2 \cdot 100}{220^2} \begin{bmatrix} 21 & 9 & 7 \\ 9 & 21 & 3 \\ 7 & 7 & 9 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 40 \\ 45 \\ 90 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 3 \\ 3 \\ 3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4,8 \\ 3,5 \\ 2,1 \end{bmatrix}.$$

Значения вектора показывают удельную эффективность КУ в новой точке. Добавляем еще 20 Мвар в узел 1, 15 Мвар в узел 2 и 10 Мвар в узел 3.

Результаты расчетов на каждой итерации приведены в табл. 3.10.

Вычислим по (3.28) потери активной мощности в сети, вызываемые передачей реактивной мощности, до и после установки КУ:

$$\Delta P_{Q1} = \frac{1}{220^2} \begin{bmatrix} 60 & 60 & 90 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 21 & 9 & 7 \\ 9 & 21 & 3 \\ 7 & 3 & 9 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 60 \\ 60 \\ 90 \end{bmatrix} = 8,15 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{Q2} = \frac{1}{220^2} \begin{bmatrix} 5 & 25 & 65 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 21 & 9 & 7 \\ 9 & 21 & 3 \\ 7 & 3 & 9 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 5 \\ 25 \\ 65 \end{bmatrix} = 1,41 \text{ МВт}.$$

Снижение потерь мощности составляет 6,74 МВт. Экономический эффект

$$\delta Z = 6,74 \cdot 100 - 3(55 + 35 + 25) = 329 \text{ тыс. руб.}$$

Экономический эффект от каждой батареи конденсаторов в отдельности определяют по выражению [28]

$$\delta Z_i = \frac{c_0}{U^2} Q_{ki} \left(R_i Q_n - \frac{z_k U^2}{2 c_0} \right),$$

где R_i — i -я строка матрицы R .

Эффект от установки батареи мощностью 55 Мвар в узле 1 составит

$$\delta Z_1 = \frac{100}{220^2} \cdot 55 \left(21 \cdot 60 + 9 \cdot 60 + 7 \cdot 90 - \frac{3 \cdot 220^2}{2 \cdot 100} \right) = 195 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично определяем значения δZ для узлов 2 и 3:

$$\delta Z_2 = 98 \text{ тыс. руб.; } \delta Z_3 = 36 \text{ тыс. руб.}$$

Целесообразную последовательность ввода батарей определяют по удельным эффектам, руб/квар в год:

$$\delta z_1 = \delta Z_1 / Q_{K1} = 195/55 = 3,55; \quad \delta z_2 = 98/35 = 2,8; \quad \delta z_3 = 36/25 = 1,4.$$

Выбор мощности КУ в условиях неопределенности исходной информации о нагрузках узлов. Учет неопределенности нагрузок узлов может производиться при решении двух задач в рассматриваемой области. Первая задача заключается в определении гарантированных (минимальных) значений производных $\partial \Delta P / \partial Q_i$, обеспечивающих выбор максимально возможной мощности КУ, для которой гарантируется (с вероятностью 95%) оптимальная окупаемость. В соответствии с [6] оптимальная окупаемость соответствует КУ, "последняя порция" которого (при наращивании мощности в процессе оптимизации) окупается за нормативный срок.

Вторая задача заключается в определении интервала неопределенности экономического эффекта от КУ расчетной мощности, определенной детерминированным расчетом.

Первая задача решается с помощью разложения выражения для производной в ряд Тейлора и определения ее среднеквадратичного отклонения аналогично выполненному в приложении 5.

Дисперсию случайной величины производной $\sigma_i = \partial \Delta P / \partial Q_i$ определяют по формуле

$$D[\sigma_i] = \sum_{l=1}^n \left(\frac{\partial \sigma_i}{\partial h_l} \right)_m^2 D_l + \frac{1}{2} \sum_{l=1}^n \sum_{k=1}^n \left(\frac{\partial^2 \sigma_i}{\partial h_l \partial h_k} \right)_m^2 D_l D_k, \quad (3.30)$$

где h_l — величина, пропорциональная реактивной нагрузке l -го узла.

Вычислим значения $\partial \sigma_i / \partial h_l$ и $\partial^2 \sigma_i / (\partial h_l \partial h_k)$ для случаев отсутствия точных данных о суммарной нагрузке сети (проектирование сети) и их наличия (эксплуатация сети).

При отсутствии данных о суммарной нагрузке сети выражение для случайного значения производной σ_i записывают в обычном виде

$$\sigma_i = \frac{2}{U^2} \sum_{l=1}^n R_{il} Q_l. \quad (3.31)$$

В этом случае $h_l = Q_l$ и значения составляющих (3.30) определяют по формулам

$$\frac{\partial \sigma_i}{\partial h_l} = \frac{2}{U^2} R_{il}; \quad \frac{\partial^2 \sigma_i}{\partial h_l \partial h_k} = 0.$$

Тогда

$$\Delta[\sigma_i] = \frac{2}{U^2} \sqrt{\sum_{l=1}^n R_{il}^2 \Delta_l^2}. \quad (3.32)$$

При наличии данных о суммарной нагрузке сети выражение для производной приобретает вид

$$\sigma_i = \frac{2Q \sum_{l=1}^n R_{il} h_l}{U^2 \sum_{l=1}^n h_l}. \quad (3.33)$$

Выражения для составляющих (3.30) будут иметь вид

$$\frac{\partial \sigma_i}{\partial h_l} = \frac{2Q \sum_{l=1}^n R_{il} h_l - \sum_{l=1}^n R_{il} h_l}{U^2 \left(\sum_{l=1}^n h_l \right)^2}; \quad (3.34)$$

$$\frac{\partial^2 \sigma_i}{\partial h_l \partial h_k} = \frac{2Q \sum_{l=1}^n R_{il} h_l \cdot (R_{il} - R_{ik}) \sum_{l=1}^n h_l}{U^2 \left(\sum_{l=1}^n h_l \right)^3}. \quad (3.35)$$

Расчеты показали, что второе слагаемое (3.30), содержащее сумму вторых производных, не превышает 3% первого. Учитывая также, что

в точке математического ожидания $h_l = Q_l$ и $\sum_{l=1}^n h_l = Q_{\Sigma}$, получаем

$$\Delta[\sigma_i] = \frac{2}{U^2} \sqrt{\sum_{l=1}^n \left(R_{il} \cdot \frac{\sum_{l=1}^n R_{il} q_l}{\sum_{l=1}^n q_l} \right)^2 \Delta_l^2}, \quad (3.36)$$

где $q_l = Q_l / Q_{\Sigma}$.

Решение второй задачи состоит в определении снижения затрат на потери мощности и электроэнергии для двух вариантов, соответствующих

ющих нижней и верхней границам интервала неопределенности потерь.

Пример 3.13. Для условий примера 3.12 определить мощности КУ с гарантированной оптимальной окупаемостью, если среднеквадратичные погрешности в реактивных нагрузках составляют 15%. Оптимальные мощности необходимо вычислить для двух случаев — отсутствия и наличия данных о суммарной нагрузке сети.

Решение. Математические ожидания (расчетные значения) производных σ_{σ} определены в примере 3.12. Учет неопределенности нагрузок сводится к их уменьшению на величину $\Delta[\sigma_{\sigma i}] = 2c_0 \Delta[\sigma_i]$, где $\Delta[\sigma_i]$ определяют либо по (3.32), либо по (3.36).

Определяем значения $\Delta[\sigma_{\sigma i}]$ для первого случая:

$$\Delta[\sigma_{\sigma 1}] = \frac{4 \cdot 100}{220^2} \sqrt{21^2 \cdot 9^2 + 9^2 \cdot 9^2 + 7^2 \cdot 13,5^2} = 1,88;$$

$$\Delta[\sigma_{\sigma 2}] = 1,72; \quad \Delta[\sigma_{\sigma 3}] = 1,15.$$

Гарантированные значения начальных производных (см. пример 3.12) составят

$$\sigma_{\sigma} = \begin{bmatrix} 7,1 \\ 5,6 \\ 2,85 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1,88 \\ 1,72 \\ 1,15 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 5,21 \\ 3,88 \\ 1,7 \end{bmatrix}.$$

Проводя расчеты производных на каждой итерации аналогично примеру 3.12 и вычитая каждый раз из них определенные выше значения $\Delta[\sigma_{\sigma}]$, получаем следующие оптимальные значения мощностей КУ: $Q_{K1} = 43$ Мвар; $Q_{K2} = 26$ Мвар; $Q_{K3} = 17$ Мвар. Суммарная мощность КУ снизилась со 115 до 87 Мвар.

При наличии данных о суммарной нагрузке сети значения $\Delta[\sigma_{\sigma i}]$ определяем с учетом (3.36). Рассчитываем вначале составляющие (3.36):

$$q_1 = 60/210 = 0,286; \quad q_2 = 0,286; \quad q_3 = 0,428.$$

Для первого узла

$$\sum_{j=1}^n R_{ij} q_j = 21 \cdot 0,286 + 9 \cdot 0,286 + 7 \cdot 0,428 = 11,6.$$

Для второго и третьего узлов данные значения составляют 9,9 и 6,7. Определяем значения $\Delta[\sigma_{\sigma i}]$:

$$\Delta[\sigma_{\sigma 1}] = \frac{4 \cdot 100}{220^2} (21 - 11,6)^2 \cdot 9^2 + (9 - 11,6)^2 \cdot 9^2 + (7 - 11,6)^2 \cdot 13,5^2 \times 13,5^2 = 0,89;$$

$$\Delta[\sigma_{\sigma 2}] = 1,13; \quad \Delta[\sigma_{\sigma 3}] = 0,37.$$

Гарантированные значения начальных производных составят

$$\sigma_{\sigma} = \begin{bmatrix} 7,1 \\ 5,6 \\ 2,85 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0,89 \\ 1,13 \\ 0,37 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 6,21 \\ 4,47 \\ 2,48 \end{bmatrix}.$$

Проводя дальнейшие итеративные расчеты, придем к следующему решению: $Q_{K1} = 48$ Мвар; $Q_{K2} = 30$ Мвар; $Q_{K3} = 22$ Мвар. Суммарная мощность КУ составляет 100 Мвар.

Сравнение результатов расчетов показывает, что наличие данных о суммарной нагрузке сети снижает информационную погрешность расчета и увеличивает мощность КУ с гарантированным эффектом.

Пример 3.14. Рассчитать интервалы неопределенности экономического эффекта от внедрения КУ мощностью, вычисленной в примере 3.12.

Решение. При отсутствии данных о суммарной нагрузке сети интервал неопределенности потерь ΔP_Q при начальных нагрузках сети составит от $8,15 - 2 \cdot 1,49 = 5,18$ МВт до $8,15 + 2 \cdot 1,49 = 11,13$ МВт (см. примеры 3.12 и 3.13). При конечных скомпенсированных нагрузках среднеквадратичную погрешность в потерях мощности определяем по (3.21) при $c_1 = 5 \cdot 21 + 25 \cdot 9 + 65 \cdot 7 = 785$; $c_2 = 5 \cdot 9 + 25 \cdot 21 + 65 \cdot 3 = 765$ и $c_3 = 5 \cdot 7 + 25 \cdot 3 + 65 \cdot 9 = 695$:

$$\Delta[\Delta P_Q] = \frac{2}{220^2} \sqrt{785^2 \cdot 9^2 + 765^2 \cdot 9^2 + 695^2 \cdot 13,5^2} = 0,56 \text{ МВт}.$$

Интервал неопределенности потерь составит от $1,41 - 2 \cdot 0,56 = 0,19$ МВт до $1,41 + 2 \cdot 0,56 = 2,53$ МВт.

Интервал неопределенности снижения потерь составит от $5,18 - 0,19 = 4,99$ МВт до $11,13 - 2,53 = 8,5$ МВт, а экономического эффекта — от $4,99 \cdot 100 - 3 \cdot 115 = 154$ тыс.руб. до $8,5 \cdot 100 - 3 \cdot 115 = 515$ тыс.руб.

При наличии данных о суммарной нагрузке сети $\Delta[\Delta P_Q]$ определяем по (3.20) при $b = 5 + 25 + 65 = 95$ (нескомпенсированная суммарная нагрузка узлов) и $a = 5(5 \cdot 21 + 25 \cdot 9 + 65 \cdot 7) + 25(5 \cdot 9 + 25 \cdot 21 + 65 \cdot 3) + 65(5 \cdot 7 + 25 \cdot 3 + 65 \cdot 9) = 68\,020$:

$$\Delta[\Delta P_Q] = \frac{2}{220^2 \cdot 95} \sqrt{(785 \cdot 95 - 68\,020)^2 \cdot 9^2 + (765 \cdot 95 - 68\,020)^2 \cdot 9^2 + (695 \cdot 95 - 68\,020)^2 \cdot 13,5^2} = 0,033 \text{ МВт}.$$

Интервал неопределенности потерь при начальных нагрузках составлял от $8,15 - 2 \cdot 0,21 = 7,73$ МВт до $8,15 + 2 \cdot 0,21 = 8,57$ МВт, а при конечных — от $1,41 - 2 \cdot 0,033 = 1,34$ МВт до $1,41 + 2 \cdot 0,033 = 1,48$ МВт. Интервал неопределенности снижения потерь составит от $7,73 - 1,34 = 6,39$ МВт

до $8,57 - 1,48 = 7,09$ МВт, а экономического эффекта – от $6,39 \cdot 100 - 3 \cdot 115 = 294$ тыс.руб. до $7,09 \cdot 100 - 3 \cdot 115 = 364$ тыс.руб.

Определяем интервалы неопределенности экономического эффекта от каждой батареи конденсаторов в отдельности. Проведем расчет только для случая проектной постановки задачи, т.е. когда суммарная нагрузка сети не является заданной.

Среднеквадратичное отклонение в начальных потерях мощности, обусловленное нагрузкой l -го узла, определяем по формуле

$$\Delta_l [\Delta P_Q] = \frac{2}{U^2} \cdot c_l \Delta l. \quad (3.37)$$

Значения c_l составляют 2430, 2070 и 1610 (см. пример 3.8); $\Delta l = 9$; 9 и 13,5 Мвар, при этом $\Delta [\Delta P_Q] = 0,89$; 0,77 и 0,78 МВт соответственно.

При скомпенсированных нагрузках $c_l = 785$, 765 и 695, при этом $\Delta [\Delta P_Q] = 0,29$; 0,28 и 0,39. Гарантированное снижение потерь уменьшается по сравнению с расчетным: от батареи конденсаторов в первом узле на $2(0,89 - 0,29) = 1,2$ МВт; во втором – на $2(0,77 - 0,28) = 0,98$ МВт; в третьем – на $2(0,78 - 0,39) = 0,78$ МВт.

При $c_0 = 100$ руб/МВт и расчетных значениях эффекта от установки батарей $\delta_3 = 195$, 98 и 36 тыс.руб. (см. пример 3.12) интервалы его неопределенности составят: для первого узла от $195 - 120 = 75$ тыс.руб. до $195 + 120 = 315$ тыс.руб., для второго – от 0 до 196 тыс.руб., для третьего – от 42 до 114 тыс.руб.

Результаты расчета показывают, что батарея конденсаторов мощностью 55 Мвар в первом узле гарантированно даст экономический эффект, батарея мощностью 35 Мвар во втором узле может оказаться на пределе окупаемости (нулевой эффект означает окупаемость за нормативный срок 8,3 года), а батарея мощностью 25 Мвар в третьем узле может оказаться неэффективной (отрицательный эффект говорит о сроке окупаемости более 8,3 года).

Приложение 1. Примерный план организации работ по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях

Наименование работы	Трудозатраты, чел.-дни	Срок выполнения	Ответственный (Ф.И.О., подразделение)	Форма отчета
1. Проведение учебы с руководящим персоналом ЦДС, энергонадзора, службы перспективного развития и АСУ (действующие методические документы, имеющиеся расчетные средства, координация работ)	10	Февраль	Ф.И.О. (ЦДС)	Планы лекций, лист присутствия
2. Составление распорядительного документа с распределением обязанностей	5	Февраль	Ф.И.О. (ЦДС)	Проект документа
3. Проведение учебы с персоналом ПЭС и отделений энергонадзора. Разъяснение целей работы и правил выполнения отдельных этапов	10	Март	Ф.И.О. (ЦДС, "Энергонадзор")	Планы лекций, лист присутствия
4. Постановка на ЭВМ программ:				
4.1. QZ12	2	Апрель	Ф.И.О. (ЦДС)	Расчеты конт-рольных примеров
4.2. РАП 6-20	5	"	То же	
4.3. РАП 35-150	5	Май	"	
4.4. КРМ-86	5	"	"	
5. Сбор информации о нагрузках абонентов	200	Сентябрь	Ф.И.О. ("Энергонадзор")	Заполненные формы
6. Проведение расчетов по программе QZ12 с использованием данных Инструкции по системному расчету КРМ	10	Октябрь	Ф.И.О. ("Энергонадзор", служба АСУ)	Результаты расчетов
7. Идентификация абонентов по подстанциям 35-500 кВ и определение суммарных данных об абонентах по каждой подстанции. Баттисировка полученных данных с данными для контрольных замеров	15	Ноябрь	Ф.И.О. (ЦДС, "Энергонадзор")	Перечни абонентов по подстанциям
8. Подготовка данных о схемах и нагрузках сетей 6-10 кВ	50	Февраль	Ф.И.О. (по ПЭС)	Заполненные формы
9. Проведение расчетов по программе РАП 6-20	10	Апрель	Ф.И.О. (ЦДС)	Результаты расчета

Наименование работы	Трудозатраты, чел.-дни	Срок выполнения	Ответственный (Ф.И.О., подразделение)	Форма отчета
10. Подготовка данных о схемах и нагрузках сетей 35–110 кВ	20	Май	Ф.И.О. (по НДС)	Заполненные формы
Балансировка данных с данными о нагрузках подстанций, полученных по программе РАП 6–20	10	Июнь	Ф.И.О. (ПДС)	Результаты расчета
11. Проведение расчетов потерь в сетях 35–110 кВ по программе РАП 35–150	10	"	То же	То же
12. Подготовка данных для расчетов по программе КРМ-86.	20	Август	Ф.И.О. (ЩС, "Энергонабзор")	Сообщение о наличии всех данных
Балансировка суммарной нагрузки энергосистемы и нагрузок подстанций, использованных в программах РАП 6–20 и РАП 35–150	10	Сентябрь	Ф.И.О. (ЩС)	Результаты расчета
13. Проведение расчета по программе КРМ-86 и выдача результатов "Энергонабзору"	5	Октябрь	Ф.И.О. ("Энергонабзор")	То же
14. Проведение уточняющих расчетов по программе Q312	2	"	Ф.И.О. (ЩС)	Сводный баланс
15. Составление сводного баланса электроэнергии на основе результатов расчета	10	Ноябрь	Ф.И.О. (ЩС, служба перспективного развития, предпринятия "Энергонабзор")	Проект плана
16. Разработка перспективного плана мероприятий по снижению потерь с ранжированием мероприятий по эффективности				

Приложение 2. Характеристики графиков нагрузки [26]

Одной из основных характеристик графика нагрузки является число часов использования ее максимума T_{max} . Относительная его величина $t_{max} = T_{max}/8760$ численно равна коэффициенту заполнения графика $k_3 = N_{ср}/N_{max}$, где $N_{ср}$ и N_{max} – значения средней и максимальной нагрузок. В качестве N в конкретном случае принимают P , Q или I . Другой важной характеристикой является отношение минимальной нагрузки к максимальной $k_{min} = N_{min}/N_{max}$.

При расчетах потерь электроэнергии форму графика характеризуют величины τ и k_ϕ^2 , определяемые по формулам

$$\tau = \frac{m [N^2] T}{N_{max}}; \quad k_\phi^2 = \frac{m [N^2]}{m^2 [N]}, \quad (П2.1)$$

где m – символ математического ожидания.

Из (П2.1) непосредственно следует

$$\tau = k_3^2 k_\phi^2 \cdot 8760. \quad (П2.2)$$

Многочисленные исследования, направленные на получение как можно более точных зависимостей τ и k_ϕ от k_3 и k_{min} , привели к появлению различных расчетных формул. Как правило, исследователи получали формулу для одной из величин (τ или k_ϕ). Вторая непосредственно следует из уравнения связи (П2.2). В соответствии с этим же уравнением численные значения погрешностей определения τ и k_ϕ в рамках одного и того же метода одинаковы, поэтому достаточно исследовать одну из них.

Одной из наиболее ранних формул является известная формула В.В. Кезевича¹

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10\,000} \right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 0,876k_3)^2 \cdot 8760. \quad (П2.3)$$

В проектных расчетах используется формула, предложенная сотрудниками института "Энергосетьпроект" [1]:

$$\tau = \left[2k_3 - 1 + \frac{(1-k_3)(1-k_{min})}{1+k_3-2k_{min}} \right] \cdot 8760. \quad (П2.4)$$

Л.П. Анисимовым, М.С. Левиным и В.Г. Пекелисом получены следующие формулы [1]:

¹ Все формулы приводятся с одинаковыми обозначениями используемых величин и по написанию могут не совпадать с приводимыми в первоисточниках.

$$\left. \begin{aligned} \text{при } \lambda < 1 \quad k_{\Phi}^2 &= 1 + \frac{(1 - k_3)(k_3 - k_{min})}{(2 - k_3 - k_{min})k_3^2}; \\ \text{при } \lambda \geq 1 \quad k_{\Phi}^2 &= 1 + \frac{(1 - k_3)(k_3 - k_{min})^2}{(1 + k_3 - 2k_{min})k_3^2} \end{aligned} \right\} \quad (\text{П2.5})$$

$$\text{где } \lambda = \frac{k_3 - k_{min}}{1 - k_3}$$

В.Н. Казанцев применяет формулу [1]

$$k_{\Phi}^2 = 1 + \frac{3(1 - k_{min})^2}{4(1 + k_{min})^2} \quad (\text{П2.6})$$

И, наконец, наиболее простые формулы предложены в [19]:

$$\left. \begin{aligned} \text{при } k_3 \geq 2/3 \quad \tau &= 8760 k_3^2; \\ \text{при } k_3 < 2/3 \quad \tau &= 5840 k_3. \end{aligned} \right\} \quad (\text{П2.7})$$

Если же считать ординату графика случайной величиной, то

$$k_{\Phi}^2 = 1 + \gamma^2 = 1 + \sigma^2/m^2, \quad (\text{П2.8})$$

где σ , m , γ соответственно среднеквадратичное отклонение, математическое ожидание и коэффициент вариации случайной величины. Данная формула ниже не анализируется, так как основана не на значениях k_3 и k_{min} .

Перечисленные выше формулы выводились при различных описаниях графика (плавной убывающей функцией, прямой линией, типовыми конфигурациями и т.п.). Поэтому представляет интерес определить диапазоны их погрешностей для графиков произвольных конфигураций. С этой целью были проведены сравнительные расчеты на ЭВМ значений τ и k_{Φ}^2 для всех возможных конфигураций графиков, определяемых набором элементарных площадей (рис. П2.1), из которых состав-

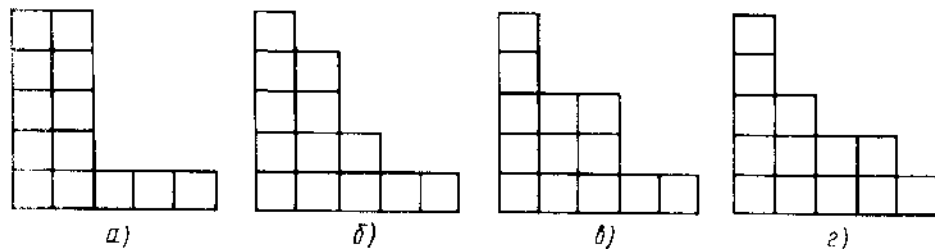


Рис. П2.1. Графики нагрузки с характеристиками $k_3 = 0,52$; $k_{min} = 0,2$

ляется искомый график, характеризуемый двумя параметрами: k_3 и k_{min} . Конфигурацию графика невозможно охарактеризовать этими двумя параметрами однозначно. На рис. П2.1 для примера приведены четыре графика различных конфигураций, для которых значения $k_3 = 0,52$ и $k_{min} = 0,2$ одинаковы. Значения же τ различны и составляют соответственно 3714, 3294, 3154 и 3013 ч. Очевидно, что любые формулы, использующие указанные два параметра, не могут отразить различий приведенных графиков. В то же время эти параметры являются единственными, которые могут быть известны при отсутствии самого графика. Поэтому погрешность определения τ и k_{Φ}^2 через k_3 и k_{min} принципиально не может быть устранена и имеет предельное значение, ниже которого она быть не может.

Среднеквадратичные погрешности Δ использования приведенных выше формул составили:

Формула	(П2.3)	(П2.4)	(П2.5)	(П2.6)	(П2.7)
Δ , %	4,5	12	3,5	7	8

Проведенный анализ позволяет сделать следующие выводы:

1) наиболее точной, как и следовало ожидать, является формула (П2.5). Вместе с тем уточнение, вносимое ею по сравнению с (П2.3), нельзя считать существенным, а по простоте использования (П2.3) имеет преимущества;

2) при расчетах с помощью ЭВМ целесообразно использовать формулу (П2.5), при ручных расчетах — (П2.3), если известно k_3 , и (П2.6), если известно только k_{min} . В последнем случае выражение для τ не может быть записано, так как для его определения по известному k_{Φ} в соответствии с (П2.2) все равно потребуется k_3 . Определение же k_{Φ}^2 , соответствующего τ (П2.3), производят по формуле (1.18).

Приложение 3. Структура погрешностей расчета потерь электроэнергии по числу часов наибольших потерь

Методическая погрешность расчета потерь с использованием τ состоит из двух составляющих: погрешности определения τ различными приближенными способами по сравнению с точным его значением, рассчитываемым по графику, и погрешности расчета потерь электроэнергии по точно определенному значению τ . Первая составляющая исследована в приложении 2. Вторую составляющую назовем погрешностью неадекватности. Она обусловлена тем, что в сложной сети графики нагрузки каждой ветви в общем случае различны, τ же может быть определено лишь как одно общее значение для всей сети. Это связано с отсутствием на практике информации о графиках нагрузки большинства линий и их резкой зависимостью от режима в замкнутых сетях. В этом случае единственными графиками, которые в той или иной степени характеризуют потери электроэнергии в питающих сетях, являют-

ся графики суммарной нагрузки системы. Погрешность неадекватности равна нулю лишь в частном случае определения потерь электроэнергии в одной ветви при известном графике ее нагрузки и постоянства напряжения в том из ее узлов, график нагрузки которого известен.

В общем случае погрешность неадекватности обуславливается следующими причинами:

1) определением τ по графикам суммарной нагрузки энергосистемы, включающим в себя как нагрузки узлов, так и потери в сетях:

$$P_{\Sigma}(t) = \sum_{i=1}^n P_{Hi}(t) + \Delta P(t). \quad (\text{П3.1})$$

Так как потери являются квадратичной функцией нагрузки, то график $P_{\Sigma}(t)$ будет более пиковым и, следовательно имеющим меньшее значение τ , чем график $\sum_{i=1}^n P_{Hi}(t)$. Поэтому определение τ по гра-

фику суммарной нагрузки системы всегда будет давать отрицательную погрешность. При этом погрешность будет тем больше, чем выше уровень потерь мощности в режиме наибольших нагрузок и чем меньше число часов их использования;

2) внутрисуточной неоднородностью графиков нагрузки различных узлов. Наличие в системе нагрузок с графиками различной конфигурации приводит к выравниванию суммарного графика и, следовательно, увеличению τ . В этом случае вносится положительная погрешность. Так, при определении с помощью τ потерь электроэнергии в ветвях 1 и 2 системы (рис. П3.1) при идеализированных графиках нагрузки, изображенных на рис. П3.2, а, погрешность достигает 50%, а при графиках, соответствующих рис. П3.2, б, — 67%. В замкнутых сетях внутрисуточная неоднородность графиков нагрузки не приводит к таким большим погрешностям и при близком расположении узлов с неоднородными нагрузками может быть и отрицательной. Кроме того, реальные графики нагрузок не являются столь неоднородными, как это по-

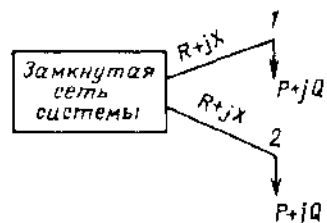


Рис. П3.1. Условная схема замкнутой и радиальных сетей системы

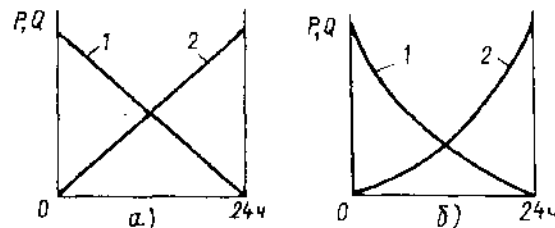


Рис. П3.2. Идеализированные графики нагрузки узлов схемы рис. П3.1

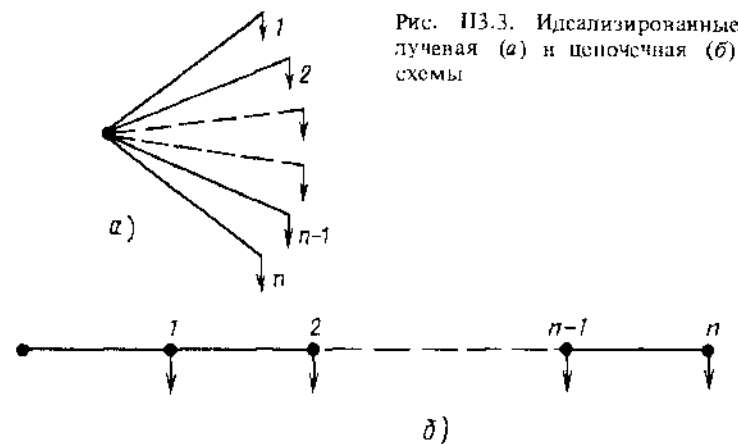


Рис. П3.3. Идеализированные лучевая (а) и цепочечная (б) схемы

казано на рисунках. Однако и при этих обстоятельствах погрешность может оставаться значительной;

3) сезонной неоднородностью изменения нагрузок, обусловленной изменениями в структуре потребления каждого узла системы. Неучет сезонной неоднородности может приводить как к положительной, так и к отрицательной погрешности.

Естественно предположить, что значения погрешностей зависят также и от особенностей построения схемы сети. Поэтому кроме выборки схем реальных сетей энергосистемы исследовались схемы, погрешности определения потерь в которых являлись крайними границами значений погрешностей. Такие схемы представлены на рис. П3.3. В схеме П3, 3, а отсутствуют участки, общие для нагрузок различных узлов. В схеме рис. П3, 3, б, напротив, нагрузки ветвей максимально зависят от соотношения нагрузок узлов. Схема рис. П3.3, б наиболее близка к схемам распределительных сетей 6–10 кВ; схемы питающих сетей системы являются некоторыми средними между приведенными на рисунках. Анализ показал, что и погрешности неадекватности для замкнутых сетей находятся в интервале погрешностей, соответствующих приведенным схемам. Для большей определенности анализа предполагалось, что сечения проводов выбраны по экономической плотности тока и нагрузки распределены равномерно по сети.

Результаты расчетов более 300 вариантов, различающихся сочетанием графиков различных конфигураций по трем реальным схемам и двум схемам, приведенным на рис. П3.3, показали, что погрешность неадекватности имеет систематическую составляющую, приводящую к завышению потерь в среднем на $\delta = 6\%$, и среднеквадратичное отклонение $\Delta = 6,5\%$.

Использование для расчета τ формулы (П2.3) в области $k_3 > 0,3$, соответствующей графикам суммарной нагрузки энергосистем и центров питания разомкнутых сетей 35–150 кВ, дает отрицательную

систематическую погрешность около 4% и среднеквадратичное значение погрешности тоже около 4%. Результирующая погрешность расчета потерь с использованием формул (1.17) и (1.18) содержит систематическую составляющую $\delta = 6 \cdot 4 = 2\%$ и случайную $\Delta = \sqrt{6,5^2 + 4^2} = 7,6\%$. Поэтому для получения интервала неопределенности потерь необходимо расчетное их значение умножить на коэффициент коррекции $k_K = 100/102 = 0,98$ и к этому значению относить интервал $\pm 15,2\%$.

Приложение 4. Расчетные соотношения для сетей 0,4 кВ

Влияние несимметрии нагрузок фаз на потери мощности.
Коэффициент увеличения потерь мощности сети с изолированной нейтралью при неравенстве нагрузок проводов определяют по формуле

$$K_{\text{нер.из}} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3I_{\text{ср}}^2},$$

где I_A, I_B, I_C — токи в проводах соответствующих фаз; $I_{\text{ср}}$ — среднее их значение.

В сети с глухозаземленной нейтралью возникает ток нулевой последовательности I_0 , утроенное значение которого представляет собой ток в нейтрали $I_N = 3I_0$, проходящий по сопротивлению земли (для сетей 110 кВ и выше), либо ток нулевого провода (для сетей ниже 1 кВ).

Ток в нейтрали определяют по формуле

$$I_N = I_A + aI_B + a^2I_C = I_A - \frac{1}{2}(I_B + I_C) + j\frac{\sqrt{3}}{2}(I_B - I_C), \quad (\text{П4.1})$$

где a и a^2 — операторы поворота вектора на 120° против часовой стрелки и по часовой стрелке соответственно.

В формуле (П4.1) комплексные значения токов фаз определены относительно напряжений своей фазы, а не относительно единой системы координат $[1, j]$ с вещественной осью, направленной по вектору напряжения фазы A . При допущении одинакового коэффициента мощности в каждой из фаз выражение (П4.1) остается справедливым и для модулей токов. Квадрат тока в нейтрали

$$I_N^2 = [I_A - 0,5(I_B + I_C)]^2 + \frac{3}{4}(I_B - I_C)^2 = I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 - (I_AI_B + I_BI_C + I_AI_C).$$

Так как

$$I_AI_B + I_BI_C + I_AI_C = [(I_A + I_B + I_C)^2 - (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2)]/2 = 4,5I_{\text{ср}}^2 - 0,5(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2),$$

то

$$I_N^2 = 1,5(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) - 4,5I_{\text{ср}}^2. \quad (\text{П4.2})$$

Суммарные потери мощности в сети с заземленной нейтралью при равенстве активных сопротивлений фаз R_ϕ составляют

$$\Delta P_{\text{нс}} = \frac{1}{U^2} (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) R_\phi + I_N^2 R_N,$$

где R_N — сопротивление нулевого провода.

При равенстве фазных токов $I_A = I_B = I_C = I_{\text{ср}}$

$$\Delta P_{\text{с}} = \frac{3}{U^2} I_{\text{ср}}^2 R_\phi.$$

Учитывая (П4.2), получаем следующее выражение для коэффициента увеличения потерь мощности в сети с заземленной нейтралью:

$$K_{\text{нер}} = \frac{\Delta P_{\text{нс}}}{\Delta P_{\text{с}}} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3I_{\text{ср}}^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_N}{R_\phi} \right) - 1,5 \frac{R_N}{R_\phi},$$

где соотношение перед круглой скобкой равно $K_{\text{нер.из}}$.

На практике для характеристики неравенства фазных токов часто используют относительное значение небаланса токов $\Delta I_{\text{неб}} = (I_{\text{max}} - I_{\text{min}})/I_{\text{ср}}$, где I_{max} и I_{min} — максимальное и минимальное значения из трех замеренных значений I_A, I_B и I_C .

Так как значение $\Delta I_{\text{неб}}$ определяется токами только двух фаз, то выразить $K_{\text{нер.из}}$ через $\Delta I_{\text{неб}}$ однозначно нельзя. Возможный диапазон изменения $K_{\text{нер.из}}$ может быть оценен по табл. П4.1, в которой его значения вычислены для трех случаев: 1) ток третьей фазы равен среднесрифметическому токов остальных двух фаз $I_{\text{ср}}$; 2) совпадает с максимальным током; 3) совпадает с минимальным током. Значения $I_{\text{ср}}$ в этих случаях равны соответственно $I_{\text{ср}}$, $I_{\text{ср}} + 0,17\Delta I_{\text{неб}}$ и

Таблица П4.1. Коэффициенты неравномерности

$\Delta I_{\text{неб}}$	$K_{\text{нер.из}}$ для случаев			$K_{\text{нер}}$ при R_N/R_ϕ , равном	
	1	2	3	1	2
0,1	1	1	1	1	
0,2	1,007	1,009	1,009	1,017-1,022	1,028-1,036
0,3	1,013	1,017	1,018	1,032-1,045	1,052-1,072
0,4	1,027	1,033	1,038	1,068-1,095	1,104-1,132
0,5	1,04	1,041	1,053	1,1-1,13	1,16-1,21
0,6	1,06	1,068	1,1	1,15-1,21	1,24-1,4

$I_{\text{ср}} = 0,17 \Delta I_{\text{неб}}$. В таблице приведены также диапазоны значений $K_{\text{нер}}$ для случаев $R_N/R_{\Phi} = 1$ и 2, соответствующие предельным значениям $K_{\text{нер.из}}$.

Принимая в качестве характерного значения $\Delta I_{\text{неб}} = 0,5$, получаем следующие расчетные значения $K_{\text{нер}}$: при $R_N/R_{\Phi} = 1$ $K_{\text{нер}} = 1,13$, при $R_N/R_{\Phi} = 2$ $K_{\text{нер}} = 1,21$.

Соотношение между потерями мощности и потерями напряжения. Если представить сеть в виде эквивалентного сопротивления $R_{\text{эк}} + jX_{\text{эк}}$, то относительные потери мощности, % $P_{\text{н}}$, и относительные потери напряжения, % $U_{\text{ном}}$, составят

$$\Delta P_{\%} = \frac{P_{\text{н}}^2 + Q_{\text{н}}^2}{U_{\text{экР}}^2 P_{\text{н}}} R_{\text{эк}} \cdot 100 = \frac{P_{\text{н}} R_{\text{эк}}}{U_{\text{экР}}^2} (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{н}}) \cdot 100;$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{P_{\text{н}} R_{\text{эк}} + Q_{\text{н}} X_{\text{эк}}}{U_{\text{экУ}} U_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{P_{\text{н}} R_{\text{эк}}}{U_{\text{экУ}} U_{\text{ном}}} (1 + \xi \text{tg} \varphi_{\text{н}}) \cdot 100,$$

где $U_{\text{экР}}$ — эквивалентное напряжение, при котором нагрузочные потери мощности в эквивалентном сопротивлении равны нагрузочным потерям мощности в сети с реальными напряжениями в узлах; $U_{\text{экУ}}$ — эквивалентное напряжение, при котором потери напряжения на эквивалентном сопротивлении равны потерям напряжения от шин ЦП до наиболее удаленной точки реальной сети; $\xi = X_{\text{эк}}/R_{\text{эк}}$; $\text{tg} \varphi_{\text{н}} = Q_{\text{н}}/P_{\text{н}}$.

В общем случае $U_{\text{экР}} \neq U_{\text{экУ}} \neq U_{\text{ном}}$, однако в первом приближении этим отличием можно пренебречь. Тогда

$$\Delta P_{\%} = \Delta U_{\%} \frac{1 + \text{tg}^2 \varphi}{1 + \xi \text{tg} \varphi} = \Delta U_{\%} K_{\text{н/м}}, \quad (114.3)$$

где $K_{\text{н/м}}$ — коэффициент связи между $\Delta U_{\%}$ и $\Delta P_{\%}$.

Выражение (114.3) позволяет оценивать потери мощности в сети по результатам измерения потерь напряжения. Следует иметь в виду, что точность такого определения потерь невелика не только в связи с принятым выше допущением о равенстве напряжений, но и в связи с предположением о равенстве соотношений X/R для всех участков сети погрешностям вольтметров (для определения ΔU необходимо производить одновременные замеры напряжения во всех фазах в начале и конце сети 0,4 кВ приборами высокого класса точности и вычислять ΔU как разницу средних значений трех междуфазных напряжений [7]) и т.п.

* Напряжение, эквивалентное по потерям холостого хода, в общем случае также отличается от указанных величин. При известных значениях $U_{\text{экР}}$ для режимов максимальных U_1 и минимальных U_2 нагрузок напряжение, эквивалентное по потерям электроэнергии, определяют по приложению 9.

Таблица П4.2. Значения $K_{\text{н/м}}$

$\text{tg} \varphi$	Для воздушных линий с сечением головного участка, мм ²						Для кабельных линий	
	50	70	95	120	150	185	240	
0,2	0,93	0,89	0,84	0,8	0,76	0,71	0,65	1,04
0,3	0,92	0,87	0,8	0,75	0,7	0,64	0,58	1,09
0,4	0,93	0,86	0,78	0,73	0,66	0,6	0,53	1,16
0,5	0,95	0,87	0,78	0,71	0,64	0,58	0,5	1,25

Для кабельных сетей, где $X/R \approx 0$, $K_{\text{н/м}} = 1 + \text{tg}^2 \varphi$. Для воздушных сетей, учитывая зависимость $R = 32/F$, где F — сечение провода, мм², и принимая $x \approx 0,4$ Ом/км, имеем

$$K_{\text{н/м}} = \frac{1 + \text{tg}^2 \varphi}{1 + 1,25 \frac{F}{100} \text{tg} \varphi K_{\xi}}$$

где K_{ξ} — поправочный коэффициент ($K_{\xi} \leq 1$), учитывающий, что $\xi > \xi_{\text{г.у}}$.

В табл. П4.2 приведены значения $K_{\text{н/м}}$ для различных значений $\text{tg} \varphi$ и сечений проводов при $K_{\xi} = 1$. В формуле (2.35) принято $K_{\text{н/м}} = 0,7$ как среднее значение для воздушных линий.

Приложение 5. Влияние точности информации о нагрузках сети на точность расчета потерь электроэнергии

Неточности задания узловых нагрузок приводят к погрешностям расчета потерь мощности в сети. Характеристики случайной величины потерь мощности могут быть выражены через характеристики случайных величин нагрузок в узлах. Такие зависимости могут быть получены как методом статистических испытаний (Монте-Карло), так и аналитическим способом. Второй способ более точен и требует гораздо меньшего времени ЭВМ.

Аналитическая зависимость может строиться для двух исходных условий:

1) случайные величины нагрузок в узлах или величины, пропорциональные им — h_i , изменяются по нормальному закону, а суммарная нагрузка сети в каждом опыте получается такой, какая соответствует выпавшим случайным значениям нагрузок в узлах. В этом случае находится зависимость числовых характеристик случайной величины

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n h_i h_j R_{ij} \quad (П5.1)$$

от числовых характеристик случайных величин h_i и h_j ;

2) случайные величины нагрузок в узлах связаны дисциплинирующим условием - при любых сочетаниях h_i и h_j суммарная нагрузка сети должна оставаться неизменной. Такое условие в большей степени соответствует реальным условиям, в которых суммарная нагрузка, как правило, известна, а ее распределение между узлами - неточно. В этом случае ищется зависимость числовых характеристик случайной величины

$$R_{\Sigma K} = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n h_i h_j R_{ij}}{\left(\sum_{i=1}^n h_i \right)^2} \quad (П5.2)$$

от числовых характеристик случайных величин h_i и h_j .

Сравнение коэффициентов вариации величин (П5.1) и (П5.2) позволяет выявить влияние дисциплинирующего условия, которое отражает эффективность внедрения головного учета.

Математическое ожидание и среднее квадратическое отклонение величины (П5.2) получено в [1]. Отбросив вторые слагаемые в формулах (4.48) и (4.49) из [1] и подставив результаты в (4.51), получим формулу (2.9) настоящей книги.

Выведем аналогичные выражения для случайной величины (П5.1), исходя из ее разложения в ряд Тейлора. Математическое ожидание и дисперсию этой величины определяют по известным формулам

$$M[\Delta P] = \Delta P_m + \frac{1}{2} \sum_{l=1}^n \left(\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial h_l^2} \right)_m D_l;$$

$$D[\Delta P] = \sum_{l=1}^n \left(\frac{\partial \Delta P}{\partial h_l} \right)_m^2 D_l + \frac{1}{2} \sum_{l=1}^n \sum_{k=1}^n \left(\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial h_l \partial h_k} \right)_m^2 D_l D_k,$$

где индексом m отмечены величины, вычисленные в точке математического ожидания.

Учитывая, что

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial h_l} = \frac{2}{U^2} \sum_{i=1}^n h_i R_{li}; \quad \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial h_l^2} = \frac{2}{U^2} R_{ll} \quad \text{и} \quad \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial h_l \partial h_k} = \frac{2}{U^2} R_{lk},$$

получаем

$$M[\Delta P] = \left[a + \sum_{l=1}^n R_{ll} D_l \right] / U_2; \quad (П5.3)$$

$$D[\Delta P] = \frac{4}{U^4} \sum_{l=1}^n c_l^2 D_l + \frac{2}{U^4} \sum_{l=1}^n \sum_{k=1}^n R_{lk}^2 D_l D_k, \quad (П5.4)$$

где $a = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n m_i m_j R_{ij}$; $c_l = \sum_{i=1}^n m_i R_{li}$; m_i и m_j - математические ожидания нагрузок.

Для идеализированной лучевой схемы (рис. П3.3, а) с $m_i = m_j = m = \text{idem}$; $D_l = D_k = D = \text{idem}$; $R_{ll} = R = \text{idem}$ и $R_{lk} = 0$, получим

$$\left. \begin{aligned} M[\Delta P] &= m^2 n R + n R D = n R (m^2 + D); \\ D[\Delta P] &= 4 m^2 n R^2 D + 2 n R^2 D^2 = 2 n R^2 (2 m^2 + D). \end{aligned} \right\} \quad (П5.5)$$

Среднеквадратичная погрешность для лучевой схемы

$$\Delta_{\text{луч}} = \frac{\sqrt{D[\Delta P]}}{M[\Delta P]} = \frac{\Delta_h \sqrt{2(2 + \Delta_h^2)}}{\sqrt{n(1 + \Delta_h^2)}} \approx \frac{2 \Delta_h}{\sqrt{n}}, \quad (П5.6)$$

где Δ_h - среднеквадратичная погрешность в узловых нагрузках, $\Delta_h = \sqrt{D}/m$.

Для цепочечной схемы (рис. П3.3, б)

$$a = m^2 \frac{n(n+1)(2n+1)}{6} R; \quad \sum_{l=1}^n R_{ll} = \frac{n(n+1)}{2} R;$$

$$\sum_{l=1}^n \sum_{k=1}^n R_{lk}^2 = \frac{n(n+1)(n^2+n+1)}{6} R^2;$$

$$\sum_{l=1}^n c_l^2 = m^2 \frac{n(n+1)(4n^3+6n^2+4n+1)}{30} R^2.$$

После подстановок и преобразований получим

$$\Delta_{\text{цеп}} = 2,2 \Delta_h \frac{\sqrt{4n^3+6n^2+4n+1}}{(2n+1)\sqrt{n(n+1)}}. \quad (П5.7)$$

Ниже приведены значения $\Delta_{\text{луч}}$ и $\Delta_{\text{цеп}}$, рассчитанные по (П5.6) и (П5.7), и для сравнения значения аналогичных величин, рассчитанных при учете дисциплинирующего условия ($\Delta_{\text{луч}}^{\text{д}}$, $\Delta_{\text{цеп}}^{\text{д}}$), при $\Delta_h = 0,25, \%$:

n	1	2	3	4	5	10	15
$\Delta_{\text{луч}}$	47	33	27	24	21	15	12

$\Delta_{\text{луч}}^{\text{д}}$	0	3,7	3,4	3,1	2,8	2,1	1,8
$\Delta_{\text{цеп}}^{\text{д}}$	47	29	28	26	23	17	13
$\Delta_{\text{цеп}}^{\text{ц}}$	0	6,4	7,4	7,4	6,7	5,5	4,8
$\delta_{\text{луч}}$	47	29,3	23,6	21,9	18,2	12,9	10,2
$\delta_{\text{цеп}}$	47	22,6	20,6	18,6	16,3	11,5	8,2

Разности $\delta_{\text{луч}} = \Delta_{\text{луч}} - \Delta_{\text{луч}}^{\text{ц}}$ и $\delta_{\text{цеп}} = \Delta_{\text{цеп}} - \Delta_{\text{цеп}}^{\text{д}}$ показывают, насколько снижается относительная погрешность расчета потерь мощности при наложении дисциплинирующего условия (введения головного учета).

Для оценки эффективности уточнения данных о нагрузках узлов сети выявим связь среднеквадратичной погрешности в нагрузке каждого узла и погрешности в потерях мощности в сети. В соответствии с [1] доля дисперсии в $R_{\text{эк}}$, обусловленная нагрузкой узла l , составляет

$$D_l [R_{\text{эк}}] = \frac{4}{b^6} (c_l b - a)^2 D_l [N],$$

где $D_l [N]$ — дисперсия нагрузки N (в качестве N может рассматриваться P , Q или S . Далее в качестве N рассматриваем Q). Остальные условные обозначения см. в (2.9).

Среднеквадратичное отклонение

$$\Delta_l [R_{\text{эк}}] = \frac{2}{b^3} (c_l b - a) \Delta_l [Q].$$

Учитывая, что $\Delta P = b^2 P_{\text{эк}} / U^2$, получаем среднеквадратичное отклонение случайной величины потерь в сети, обусловленное нагрузкой узла l :

$$\Delta_l [\Delta P] = \frac{2}{b U^2} (c_l b - a) \Delta_l [Q] = \frac{2}{U^2} \left(\sum_{i=1}^n Q_i R_{li} - \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n Q_i R_{li} Q_j / Q_{\Sigma} \right) \Delta_l [Q]. \quad (15.8)$$

По (15.8) вычисляют значения Δ_l для всех узлов и ранжируют их в порядке снижения влияния погрешности в нагрузке на потери. Результаты расчета используют при разработке плана совершенствования технического учета электроэнергии.

Приложение 6. Регрессионные зависимости эквивалентных сопротивлений линий 6–20 кВ от их обобщенных параметров

При наличии информации о токах нагрузки распределительных трансформаторов 6–20 кВ эквивалентное сопротивление линии определяют по формуле

$$R_{\text{эк}} = \sum_{i=1}^n I_i^2 R_i^2 / I_{\Gamma}^2, \quad (16.1)$$

где I_i — ток, протекающий по i -му участку сопротивлением R_i ; I_{Γ} — ток, протекающий по головному участку, равный сумме токов РТ.

Использование формулы (16.1) эквивалентно расчету потерь мощности по полной схеме сети при известных нагрузках ее элементов. Погрешность расчета по формуле (16.1) определяется только информационными погрешностями параметров I и R . При точных их значениях погрешность равна нулю. Реальная ситуация характеризуется высокой достоверностью данных о сопротивлениях R_i , средней достоверностью данных о токе головного участка I_{Γ} и низкой достоверностью (а во многих случаях отсутствием) данных о токах элементов I_i . В этом случае расчет $R_{\text{эк}}$ производят исходя из допущения одинаковой относительной загрузки РТ. Данное допущение делает ненужным при определении суммарных потерь в линии их поэлементный расчет и последующее суммирование, так как аналогичный результат получается более легким путем — использованием эквивалентного сопротивления сети, вычисленного 1 раз по формуле

$$R_{\text{эк}} = \sum_{i=1}^n S_{\Gamma i}^2 R_i / S_{\Gamma}^2, \quad (16.2)$$

где $S_{\Gamma i}$ — суммарная мощность трансформаторов, получающих питание по i -му участку; S_{Γ} — то же, по головному участку (т.е. суммарная мощность РТ, присоединенных к рассматриваемой линии). При любой (но одинаковой) загрузке РТ числитель и знаменатель (16.2) изменяются в одинаковой степени, а величина $R_{\text{эк}}$ остается постоянной.

Инженерный анализ потерь и выбор мероприятий по их снижению, обеспечивающие гарантированный эффект, предполагают использование не только и даже не столько расчетного значения потерь, сколько их минимальных и максимальных значений, возможных при имеющемся наборе исходных данных, заданных с определенной точностью. Погрешности измерения нагрузок и использования регрессионных зависимостей обычно распределяются по закону, близкому к нормальному, поэтому их можно характеризовать среднеквадратичной величиной

$$\Delta_{\text{н}} = \sqrt{\Delta_{\Gamma}^2 + \Delta_{\text{эк}}^2}, \quad (16.3)$$

где Δ_{Γ} — погрешность, вносимая недостоверностью данных о нагруз-

ке головного участка; $\Delta_{\Sigma K}$ — погрешность замещения сети эквивалентным сопротивлением.

При расчете $R_{\Sigma K}$ непосредственно по схеме сети с использованием формулы (П6.2) значение $\Delta_{\Sigma K}$ определяется только несоответствием реального распределения нагрузки по элементам сети принятому в (П6.2) пропорциональному распределению и может быть вычислено по формуле (2.9) или (2.24) и (2.25). Эту погрешность обозначим $\Delta_{\Sigma K, \text{сх}}$.

Проведение таких расчетов для всех линий 6–20 кВ, число которых в средней энергосистеме достигает 2 тыс., возможно лишь на ЭВМ при наличии банка данных о схемах всех линий. В энергосистемах, где такой банк данных отсутствует, используют регрессионные зависимости $R_{\Sigma K}$ от обобщенных параметров линии (суммарной мощности РТ, суммарной длины линий и др.), определенные на основе расчетов по (П6.2) выборки линии (около 100–200 шт.).

В этом случае среднеквадратичную погрешность эквивалентирования рассчитывают по формуле

$$\Delta_{\Sigma K} = \sqrt{\Delta_{\Sigma K, \text{сх}}^2 + \Delta_p^2 + \Delta_b^2} = \sqrt{\Delta_{\Sigma K, \text{сх}}^2 + \Delta^2}, \quad (\text{П6.4})$$

где Δ_p — погрешность регрессионной зависимости; Δ_b — погрешность, обусловленная ограниченностью выборки, использованной для расчета этой зависимости. Последнюю определяют по формуле

$$\Delta_b = \frac{t \sigma_p}{\sqrt{n}} = \frac{2 \sigma_p}{\sqrt{n}}, \quad (\text{П6.5})$$

где σ_p — среднеквадратичное отклонение случайной величины погрешности регрессионной зависимости; t — параметр, принимаемый равным 2 в случае определения Δ_b с вероятностью 0,95. В формуле (П6.4) $\Delta = \sqrt{\Delta_p^2 + \Delta_b^2}$.

С целью оценки предельной точности регрессионных зависимостей во ВНИИЭ были проведены исследования на примере выборки линий 6–10 кВ общим числом 360, в том числе 111 — из центральных и северо-западных районов ЕЭС СССР, 159 — из ОЭС Закавказья и 90 — из ОЭС Востока. Последовательно рассмотрены следующие аспекты задачи:

- 1) перечень обобщенных параметров линий, рекомендуемых для использования в таких зависимостях;
- 2) целесообразный вид зависимости;
- 3) целесообразный критерий определения наилучших значений коэффициентов регрессии;
- 4) целесообразный способ расчета коэффициентов в соответствии с выбранным критерием.

Перечень обобщенных параметров линий. К числу обобщенных параметров линии, которые целесообразно использовать в данной задаче, следует отнести только те параметры, которые фиксируются в отчетных документах (суммарная мощность трансформаторов $S_{T, Г}$ и их число n_T , суммарная длина участков линии l_{Σ}) либо легко могут быть определены по схеме сети (сопротивление головного участка R_r , сечение F_M и длина l_M магистрали, суммарная длина участков со стальными проводами l_{Σ}^c , в том числе в магистрали l_M^c , число участков магистрали n_M). В [7] показано (см. приложение 3 в [7]), что в зависимости от распределения нагрузки вдоль линии одного и того же сечения и длины линии ее эквивалентное сопротивление может меняться в несколько раз (в 3 раза при сравнении линий с равномерно распределенной нагрузкой и сосредоточенной в конце; в еще большей степени при сравнении линии с основными нагрузками, сосредоточенными в начале, с линией, основные нагрузки которой сосредоточены в конце).

Фактор распределения нагрузки по длине линии не может быть учтен в эмпирической зависимости простым путем. Более сложный путь {см. формулу (3.61) в [6]} требует построения энюры распределения мощности трансформаторов по длине линии и не может быть рекомендован, так как легче вычислить "точное" $R_{\Sigma K}$ по (П6.2), чем строить энюру и вычислять ее параметры для последующего приближенного определения $R_{\Sigma K}$.

Очевидно, что невозможность учета параметра, оказывающего столь существенное влияние на $R_{\Sigma K}$, уже предопределяет довольно существенную погрешность эмпирической зависимости, которая не может быть снижена ни подбором вида зависимости, основанной на учете остальных параметров, ни рационализацией метода вычисления коэффициентов.

Целесообразный вид регрессионной зависимости. Сопротивление головного участка линии R_r легко определяется, и поэтому целесообразно выделить его отдельно, подбирая коэффициенты регрессии лишь для остальной, эквивалентируемой части сети. Расчеты указанной выборки линий показали, что основная доля потерь мощности приходится на головной участок (среднее значение 38%) и на магистраль (54%). Средняя доля потерь в ответвлениях мала (8%). Вместе с тем в конкретных линиях долевое распределение потерь существенно отличается от среднего (среднеквадратичные отклонения от указанных величин составили соответственно 22, 23 и 10%).

С учетом изложенного эквивалентное сопротивление линии (без сопротивления РТ) было представлено в виде трех составляющих

$$R_{\Sigma K} = R_r + R_M + R_O, \quad (\text{П6.6})$$

где R_M и R_O — эквивалентные сопротивления магистрали и ответвлений, для каждого из которых определялись значимые обобщенные параметры.

Анализ корреляционных связей R_m и R_o и различных сочетаний обобщенных параметров, перечисленных выше, показал, что для R_m наиболее значимым является параметр $\Pi_m = l_m / F_m$, где l_m и F_m — длина и сечение провода магистрали (коэффициент корреляции по указанным выше группам выборок для различных ОЭС колебался в диапазоне 0,71–0,91), а для R_o — параметр $\Pi_o = l_o / F_m$ (коэффициент корреляции 0,43–0,73).

Погрешности регрессионной зависимости резко снижаются (в 1,5–2 раза) при отдельном учете длин алюминиевых и стальных проводов, поэтому наиболее точной оказалась зависимость

$$R_{\Sigma k}^p = R_{\Gamma} + a_0 + \frac{a_1 l_m^a + a_2 l_m^c + a_3 l_o^a + a_4 l_o^c}{F_m}, \quad (П6.7)$$

где a_1 – a_4 — эмпирические коэффициенты; "а" и "с" — индексы, обозначающие алюминиевые и стальные провода.

Целесообразный критерий определения наилучших значений эмпирических коэффициентов. Для определения указанных коэффициентов обычно используют метод наименьших квадратов, который в обычной форме записи применительно к рассматриваемому параметру имеет вид

$$F_1 = \sum_{i=1}^n (R_{\Sigma k} - R_{\Sigma k}^p)_i^2 \rightarrow \min, \quad (П6.8)$$

где $R_{\Sigma k}$ и $R_{\Sigma k}^p$ — значения, вычисленные по (П6.2) и (П6.7).

С позиции наиболее точного определения потерь электроэнергии (как относительных, так и абсолютных) критерий (П6.8) неудовлетворителен. Действительно, чем больше мощность питающих от конкретной линии потребителей, тем большими выбираются сечения проводов и, следовательно, тем меньше $R_{\Sigma k}$. Линии же с малыми сечениями имеют большие значения $R_{\Sigma k}$. При одинаковой относительной погрешности в $R_{\Sigma k}$ разности $R_{\Sigma k} - R_{\Sigma k}^p$ для линий с малыми потерями будут доминировать в формуле (П6.8), определяющим образом сказываясь на значениях коэффициентов a . В результате относительные потери мощности и энергии в линии определяются тем менее точно, чем больше абсолютное значение потерь.

Более обоснованными являются критерии минимизации погрешности в абсолютных (П6.9) или относительных (П6.10) потерях:

$$F_2 = \sum_{i=1}^n \left[\frac{S_{\Gamma, \Gamma}}{U_{ном}^2} (R_{\Sigma k} - R_{\Sigma k}^p) \right]_i^2 \rightarrow \min; \quad (П6.9)$$

$$F_3 = \sum_{i=1}^n \left(\frac{R_{\Sigma k} - R_{\Sigma k}^p}{R_{\Sigma k}^p} \right)_i^2 \rightarrow \min. \quad (П6.10)$$

Недостатком критерия (П6.9) является малая точность определения относительных потерь в линиях с небольшими абсолютными потерями. Действительно, в отличие от критерия (П6.8), отдающего предпочтение линиям с большими $R_{\Sigma k}$, критерий (П6.9) обеспечивает более точное определение потерь в линиях с большими потерями. В результате увеличивается точность определения суммарных потерь в n линиях и точность поиска линий с повышенными относительными потерями среди линий с большими их абсолютными значениями, но ухудшается точность такого поиска среди линий с малыми абсолютными значениями потерь. Среднеквадратичная погрешность (П6.7), коэффициенты которой определены по критерию (П6.9), имеет размерность киловатт. При погрешности, например, 30 кВт относительная погрешность для линии с потерями $\Delta P = 200$ кВт составит 15%, в то время как для линии с $\Delta P = 15$ кВт — 200%.

Использование критерия (П6.10) выравнивает разрешающую способность зависимости (П6.7), ухудшая ее для линий с большими абсолютными потерями и улучшая для линий с малыми потерями. Несколько ухудшается и точность определения суммарных потерь в n линиях. Так, для приведенного выше примера относительная погрешность (П6.7) примет некоторое промежуточное значение между 15 и 200%, например 30%. Тогда абсолютные погрешности составят: для первой линии 60, для второй 4,5 кВт.

Погрешность определения суммарных абсолютных потерь в двух линиях составит: при использовании критерия (П6.9) — $\sqrt{30^2 + 30^2} = 42,6$ кВт; при использовании (П6.10) — $\sqrt{60^2 + 4,5^2} = 60,2$ кВт.

Следует обратить внимание еще на две особенности применения (П6.10): 1) в знаменателе (П6.10) необходимо использовать именно $R_{\Sigma k}^p$, а не его фактическое значение $R_{\Sigma k}$, так как при расчете эквивалентных сопротивлений линий по регрессионной зависимости (П6.7) известным будет лишь $R_{\Sigma k}^p$, относительно которого должен рассчитываться интервал неопределенности; 2) распределение случайной величины погрешности имеет асимметрию в сторону завышения $R_{\Sigma k}$, что приводит к асимметрии диапазона неопределенности потерь (см. последний раздел приложения 6).

Изложенное показывает, что критерия, удовлетворяющего всем требованиям, нет. Учитывая, что основной целью расчетов потерь является поиск мест с повышенными потерями и разработка мероприятий по их снижению, наиболее целесообразно использовать критерий (П6.10).

Целесообразный способ расчета коэффициентов. С целью оценки эффективности различных способов уточнения зависимости (П6.7) и точности определения потерь в различных группах элементов линии (магистрали, ответвления) были рассчитаны среднеквадратичные погрешности (П6.7) при следующих способах вычисления коэффициентов:

1) вычисление каждого из коэффициентов $a_1 - a_4$ отдельно по массиву соответствующего этому коэффициенту параметра $II = I/F_m$; при этом, естественно, $a_0 = 0$;

2) совместное вычисление коэффициентов $a_1 - a_4$ по системе линейных уравнений; для сравнения с первым способом принималось $a_0 = 0$;

3) совместное вычисление всех коэффициентов $a_0 - a_4$.

Вычисление коэффициентов тремя изложенными способами проводилось как для всей выборки сетей (отдельно по каждому району ОЭС), так и для групп, на которые разбивалась выборка в соответствии с теми или иными критериями однородности. В частности, рассматривались следующие способы группировки линий:

1) деление на четыре группы в зависимости от соотношения длины магистрали и суммарной мощности трансформаторов конкретной линии и их средних по выборке значений (первая группа $[l_{mi} < l_{cp}; S_{т.г.и} \leq S_{cp}]$; вторая $[l_{mi} \geq l_{cp}; S_{т.г.и} \leq S_{cp}]$; третья — $[l_{mi} < l_{cp}; S_{т.г.и} > S_{cp}]$; четвертая $[l_{mi} > l_{cp}; S_{т.г.и} > S_{cp}]$);

2) деление на четыре группы в зависимости от относительной длины магистрали $l_m = l_m/l_\Sigma$ и относительной длины стальных проводов в магистрали $l_m^c = l_m^c/l_m$. Группы формировались аналогично первому способу группировки, при этом граничные значения l_m и l_m^c принимались равными 0,2. Указанное число получено из вариантных расчетов, как обеспечивающее наименьшую погрешность;

3) деление на две группы в зависимости от соотношения потерь мощности в конкретной линии и их среднего по выборке значения.

Отдельное вычисление каждого из коэффициентов a имело своей целью выявить их более или менее стабильные значения, которыми можно было бы пользоваться при оценке $R_{эк}$ без применения ЭВМ. Очевидно, что такое вычисление коэффициентов несколько увеличивает погрешность регрессионной зависимости по сравнению с их совместным вычислением, однако в то же время обеспечивает их привязку лишь к своему параметру. При совместном вычислении происходит перераспределение удельного вклада слагаемых (П6.7) в суммарное сопротивление. Общая погрешность при этом снижается, однако по составляющим (П6.7) уже нельзя судить об удельном весе потерь в магистрали, ответвлении, стальных и алюминиевых проводах. Более того, в ряде случаев они теряют физический смысл, приобретая отрицательные значения.

Результаты расчетов показали, что различные способы расчета коэффициентов a (отдельный, совместный — без a_0 и с a_0) обеспечивают практически одинаковые погрешности. Наихудший способ (раздельное определение $a_1 - a_4$ без учета a_0) дает среднеквадратичные погрешности для указанных районов ОЭС 30,9; 28,4 и 23,4%, а наилучший (совместное определение $a_0 - a_4$) — на 1,5–2% меньше. Учитывая опи-

санные выше преимущества отдельного вычисления коэффициентов и незначимость уточнения при их совместном вычислении, для практического применения может быть рекомендован первый способ.

Из перечисленных выше способов разделения линий на отдельные группы наилучшие результаты дал первый способ. В табл. П6.1 приведены коэффициенты $a_1 - a_4$ и среднеквадратичные погрешности зависимостей (П6.7), вычисленные для выборки линий в целом (отдельно для каждой ОЭС) и для каждой из групп, на которые разбивалась выборка. Из таблицы видно, что группировка линий существенного уточнения не дает: как коэффициенты, так и погрешности, вычисленные для каждой группы по критерию (П6.10), несущественно отличаются от аналогичных значений, вычисленных для выборки в целом (первые строки в табл. П6.1 для каждой ОЭС).

Коэффициенты, вычисленные по (П6.9) для групп линий, в большей степени отличаются от вычисленных для всей выборки. Среднеквадратичные погрешности по группам отличаются сильно, что, однако, вызвано не уточнением, достигнутым группировкой линий, а перераспределением средневзвешенной погрешности по группам. Так, если при обработке всех линий первой ОЭС $\Delta = 45,8$ кВт, то при разделении на группы погрешность снизилась до 5,5–13,8 кВт для линий с $S_T < 1,4$ МВ·А, но зато увеличилась до 64–70 кВт для линий с $S_T > 1,4$ МВ·А. (Указанные значения вычислены при условии полной загрузки трансформаторов. При их определении для конкретной сети значения, указанные в таблице, надо умножать на квадрат коэффициента загрузки суммарной мощности трансформаторов.)

Изложенное показывает малую эффективность группировки линий по рассмотренным параметрам.

В связи с изложенным могут быть сделаны следующие выводы.

1. Основным фактором, определяющим значение эквивалентного сопротивления линии, является распределение нагрузок по ее длине. Этот фактор не может быть учтен с помощью фиксируемых в отчетности параметров линий (длина линии, мощность трансформаторов и т.п.) и определяет ту предельную точность, которая не может быть превзойдена с помощью зависимостей, использующих указанные параметры. Группировка линий по этим параметрам не может дать существенного уточнения, что подтвердили расчеты.

2. Среднеквадратичная погрешность Δ определения $R_{эк}$ с помощью зависимостей типа (П6.7) не может быть снижена ниже 23–30%. Это означает, что интервал неопределенности эквивалентного сопротивления с вероятностью 95% составит $\pm (46 \div 60)\%$ в зависимости от района ОЭС, а интервал неопределенности потерь электроэнергии с учетом дополнительных погрешностей Δ_T и $\Delta_{эк}$, численные значения которых приведены в § 2.4, составит: при использовании формулы (2.20) — $\pm (51 \div 64)\%$; при использовании формулы (2.21) — $\pm (58 \div 70)\%$.

Таблица П6.1. Коэффициенты a зависимости (П6.7), вычисленные

ОЭС	Параметры группы		Число ли ний	Критерий (П6.10)						
	S_T , МВ · А	l_M , км		Коэффициенты				Погрешно		
				a_1	a_2	a_3	a_4	Δ_3	Δ_B	Δ
Центра и Северо- Запада	Любые	Любые	111	15,3	49,9	1,5	11,8	30,7	3,2	30,9
	<9	<1,4	38	15,4	52,2	1,9	18,4	30,2	6	30,8
	<9	>1,4	24	15,8	46,1	1	5	24,9	5,4	25,5
	>9	<1,4	21	14,6	49,6	1	9,1	24	6,4	24,8
	>9	>1,4	28	15,3	43,7	1,3	3,2	30,8	6,9	31,5
Закавказья	Любые	Любые	159	15,2	84,2	1,8	5,9	28,1	2,9	28,4
	<6,8	<2,2	63	14,9	71,7	2,5	7,3	26,2	3,9	26,5
	<6,8	>2,2	31	14,7	54,1	0,7	4,6	25,3	5	25,7
	>6,8	<2,2	40	15,4	114,4	1,2	3,5	21,9	4,2	22,3
	>6,8	>2,2	25	16,1	104,2	0,7	6,1	33,5	6,7	34,2
Востока	Любые	Любые	90	17	72,6	2	5,3	23,2	3,2	23,4
	<7,3	<2,4	40	16,4	81,1	2,4	6	23,4	4,8	23,9
	<7,3	>2,4	20	17,2	—	1,6	—	26,9	8	28
	>7,3	<2,4	16	16,2	—	1,4	—	14,7	5	15,5
	>7,3	>2,4	14	19	42,1	1	—	21	6	21,9

3. Регрессионные зависимости могут использоваться для определения суммарной величины потерь в n линиях (погрешность в суммарной величине в соответствии с известными положениями теории вероятностей снижается приблизительно в \sqrt{n} раз), а также для выбора линий, подлежащих более детальному анализу на предмет повышенных потерь (такие линии отбирают по верхнему пределу интервала неопределенности, если он выше допустимого значения). Расчет $R_{ЭК}$ линий 6–10 кВ рекомендуется производить по (П6.7) с использованием коэффициентов $a_1 - a_4$, вычисленных по критерию (П6.10) и приведенных в табл. П6.1.

4. Уточнение расчетной величины потерь в конкретной линии возможно с помощью создания банка данных о схемах всех линий, отказа от использования эмпирических зависимостей и определения $R_{ЭК}$ непосредственно по (П6.2). В этом случае интервалы неопределенности потерь снижаются от значений, приведенных в п. 2 выводов, до значения ± 23 и $\pm 36\%$ соответственно.

Оценка симметрии распределения случайной величины погрешности. Влияние разброса параметров сетей на значения коэффициентов a в формуле (П6.7) и симметрию распределения погрешностей оценим на примере элементарной составляющей (П6.7), имеющей вид

$$R_{ЭК}^P = a\Pi, \quad (\text{П6.11})$$

где Π – любой из параметров (отношение I/F_M), используемых в формуле (П6.7).

по критериям (П6.9) и (П6.10) и погрешности

сти, %	Критерий (П6.9)									
	Коэффициенты				Погрешности, кВт					
	Δ_+	Δ_-	a_1	a_2	a_3	a_4	Δ_3	Δ_B	Δ	Δ_+
16,7	33	11,2	32,8	0,4	4,4	45,2	7,4	45,8	41,7	54,6
8	33,4	14,1	36,6	0,6	1,2	5,4	1,3	5,6	8,5	4,5
19,2	28,2	14,2	33,4	0,6	0,9	13,3	3,6	13,8	14,1	14,2
22	26	11,9	49,6	0,34	7,4	60,5	20,9	64	51,6	84,2
48,1	30,7	11	32,2	0,46	2,3	67,8	17,5	70	65,4	84,7
18,7	30,5	13,5	108	0,39	1,64	92,7	12,9	93,7	98,9	91,4
19,3	28,6	12,4	32,9	1,03	1,64	10,9	2,5	11,2	14,5	6,6
20,4	27,8	13,9	71,4	0,37	1,59	35,7	9,9	37,1	32,6	40,8
13,4	24,7	13,1	126	0,41	1,77	88,6	23,4	91,6	63,3	126
25,2	37	14	110	0,36	1,29	173	48,2	180	190	183
15,3	25,4	15,4	42,1	0,8	1	97,7	18	99,3	107	95,3
14,6	25,9	14,6	57	0,83	6	9,2	2,4	9,5	11	9
11,9	31	14,2	—	0,6	—	39,5	12,2	41,3	36,5	50,2
5,9	20,4	14,6	—	1,1	—	86,3	32,5	92,3	58,8	143
19,3	24,2	15,7	42,1	0,48	1	216	65,5	225	222	256

Критерию (П6.10) соответствует следующая формула для определения a :

$$a = \frac{\sum_{i=1}^n (R_{ЭКi}/\Pi_i)^2}{\sum_{i=1}^n (R_{ЭКi}/\Pi_i)}, \quad (\text{П6.12})$$

где n – число сетей в выборке.

Очевидно, что чем меньше диапазон разброса n величин $R_{ЭКi}/\Pi_i$, тем меньше погрешность зависимости (П6.11). Вычислим значения a и погрешности определения с помощью (П6.11) эквивалентных сопротивлений каждой из трех сетей, фактические эквивалентные сопротивления которых составляют вектор $R_{ЭК} = \|1 \ 2 \ 10\| \text{ Ом}$.

Расчеты проведем для трех вариантов: 1) отношение $R_{ЭК}/\Pi$ для второй сети много больше, чем для первой и третьей (в 5 раз); 2) это же отношение для второй сети много меньше, чем для первой и третьей (тоже в 5 раз); 3) отношения $R_{ЭК}/\Pi$ для второй и третьей сетей отличаются от аналогичного отношения для первой сети в разные стороны: для второй сети оно в 5 раз больше, а для третьей – в 5 раз меньше, чем для первой.

Эти условия соблюдаются при следующих значениях векторов Π_i (i – номер варианта):

$$P_1 = \begin{vmatrix} 0,5 \\ 0,2 \\ 5 \end{vmatrix} \quad P_2 = \begin{vmatrix} 0,5 \\ 5 \\ 5 \end{vmatrix} \quad ; \quad P_3 = \begin{vmatrix} 0,5 \\ 0,2 \\ 25 \end{vmatrix} .$$

Отношения $R_{\Sigma k i} / P_i = A_i$, используемые в формуле (П6.12), составляют

$$A_1 = \begin{vmatrix} 2 \\ 10 \\ 2 \end{vmatrix} \quad ; \quad A_2 = \begin{vmatrix} 2 \\ 0,4 \\ 2 \end{vmatrix} \quad ; \quad A_3 = \begin{vmatrix} 2 \\ 10 \\ 0,4 \end{vmatrix} .$$

Элементы каждого вектора **A** представляют собой индивидуальные значения коэффициентов a для каждой из трех сетей. В соответствии же с (П6.12) для зависимости (П6.11) будет определено одно значение a , лучшее (в смысле наименьшей суммы квадратов отклонений) для всей выборки из трех сетей.

Подставляя значения A_1 в (П6.12), получаем $a = 7,7$. Для второго и третьего вариантов $a = 1,85$ и $8,4$. Значения $R_{\Sigma k}^p$, вычисленные по (П6.11) с использованием этих коэффициентов, составляют

$$R_{\Sigma k 1}^p = \begin{vmatrix} 3,85 \\ 1,54 \\ 38,5 \end{vmatrix} \quad ; \quad R_{\Sigma k 2}^p = \begin{vmatrix} 0,93 \\ 9,25 \\ 9,25 \end{vmatrix} \quad ; \quad R_{\Sigma k 3}^p = \begin{vmatrix} 4,2 \\ 1,68 \\ 210 \end{vmatrix} .$$

Относительные погрешности определения $R_{\Sigma k}$ составляют [величины в скобках (П6.10)]

$$\delta_1 = \begin{vmatrix} -0,74 \\ 0,3 \\ 0,74 \end{vmatrix} \quad ; \quad \delta_2 = \begin{vmatrix} 0,08 \\ -0,78 \\ 0,08 \end{vmatrix} \quad ; \quad \delta_3 = \begin{vmatrix} -0,76 \\ 0,19 \\ 0,95 \end{vmatrix} .$$

Из анализа погрешностей следует:

1) численное значение a в (П6.11) определяется в основном теми сетями, для которых характерны большие индивидуальные значения a (см. векторы A_i);

2) отрицательные погрешности преобладают над положительными. Это означает, что закон распределения погрешностей по критерию (П6.10) имеет отрицательную асимметрию.

Т а б л и ц а П7.1. Распределение линий по интервалам значений ΔP_{max}

Номер ОЭС	Среднее значение ΔP_{max} , %	Относительное число линий, % в интервалах		
		до 1 (≥ 10)	1-4 (10-2,5)	4-7 (2,5-1,4)
1	9,2	9	24,4	21,6
2	9,4	20,2	25,2	19,5
3	11,3	26,8	22,2	13,4

П р и л о ж е н и е 7. Оценка возможной степени использования установленной мощности РТ 6-20 кВ по эквивалентному сопротивлению линии

Исследователями неоднократно отмечалась низкая фактическая загрузка РТ 6-20 кВ, что, как правило, объяснялось завышением расчетных нагрузок РТ при проектировании. Очевидно, что эта причина должна одновременно привести и к низкой загрузке линий 6-20 кВ. С целью определения соответствия пропускной способности сети и суммарной мощности подключенных к ней РТ для каждой из 360 исследованных линий были рассчитаны потери мощности при полной загрузке всех РТ, %:

$$\Delta P_{max} = S_{T, \Gamma} R_{\Sigma k} \frac{100}{U^2} . \quad (П7.1)$$

Распределение линий по интервалам значений ΔP_{max} приведено в табл. П7.1.

В [36] показано, что максимальное значение оптимальных потерь мощности в линии 6-20 кВ не превышает 10%. Минимально возможное несоответствие мощности трансформаторов и пропускной способности линии в этом случае можно охарактеризовать коэффициентом $k_{н.т.л} = 10/\Delta P\%$. Этот коэффициент в первом приближении показывает предельно возможную загрузку РТ, при которой сеть окажется загруженной полностью.

Значения $k_{н.т.л} > 1$ говорят либо о короткой сети, либо о наличии запаса ее пропускной способности даже при полной загрузке РТ.

Анализ данных табл. П7.1 показывает, что РТ не смогут быть полностью загружены даже в будущем в 25,2% линий первой ОЭС, в 24,3% линий второй ОЭС и в 31,4% линий третьей ОЭС, причем в 8,1; 9,4 и 20,1% они не смогут быть загружены более чем на 50%.

Линии исследуемых выборок принадлежат к давно эксплуатируемым сетям, преимущественно сельской местности. Полученные выше результаты можно объяснить тем, что в процессе эксплуатации к существующим сетям подключаются все новые и новые РТ, причем мощность их выбирается с большим запасом. Низкий коэффициент загрузки остается и у ранее присоединенных РТ.

значений $\Delta P_{\%}$ (в скобках — значения $k_{н.т.л}$)

7-10 (2,5-1,4)	10-13 (1-0,8)	13-16 (0,8-0,6)	16-19 (0,6-0,5)	19-30 (0,5-0,3)	>30 ($\leq 0,3$)
19,8	11,7	5,4	3,6	4,5	0
12	8,2	5,7	1,9	4,4	3,1
3,3	5,7	5,6	3,3	9	7,8

Оценка по (П7.1) уровня потерь мощности в линии при полной загрузке РТ позволяет легко определить "лишнюю" мощность трансформаторов.

Приложение 8. Связь погрешностей в потерях мощности и электроэнергии

При известных относительных погрешностях в потерях мощности в каждом режиме Δ_i и долевого вкладе этих погрешностей α_i в погрешность потерь электроэнергии последняя может быть определена по формуле (1.37).

Долевой вклад α_i определяют по формуле

$$\alpha_i = \frac{P_i^2 t_i}{\sum_{i=1}^n P_i^2 t_i} = \left(\frac{P_i}{P_{max}} \right)^2 \frac{t_i}{\tau}, \quad (П8.1)$$

где P_i , P_{max} — нагрузки в i -м и максимальном режимах; t_i — продолжительность i -го режима.

Измерение нагрузок во всех режимах обычно производят с помощью одного и того же измерительного средства, характеризующегося определенной абсолютной погрешностью, поэтому относительная погрешность измеряемой нагрузки растет пропорционально снижению самой нагрузки:

$$\Delta_{P_i} = \Delta_P \frac{P_{max}}{P_i}. \quad (П8.2)$$

Если воспользоваться представлением графика эквивалентным двухступенчатым с параметрами k_3 и k_{min} , то при независимых погрешностях в обоих режимах ($r_{ij} = 0$) суммарная погрешность с учетом (1.37) и (П8.1) составит

$$\Delta_{\Sigma} = \Delta_P \sqrt{\left(\frac{t_1}{\tau} \right)^2 + \left(k_{min} \frac{t_2}{\tau} \right)^2},$$

где t_1 и t_2 — продолжительности режимов.

Используя относительные значения t_1 , t_2 и τ : $t_1 = \frac{k_3 - k_{min}}{1 - k_{min}}$; $t_2 = \frac{1 - k_3}{1 - k_{min}}$; $\tau = (0,124 + 0,876 k_3)^2$, получаем окончательно

$$\Delta_{W1} = \Delta_P \frac{\sqrt{(k_3 - k_{min})^2 + (1 - k_3)^2 k_{min}^2}}{(1 - k_{min})(0,124 + 0,876 k_3)^2} = \Delta_P k_{W1}, \quad (П8.3)$$

где k_{W1} — коэффициент увеличения погрешности в потерях электроэнергии по сравнению с погрешностью в потерях мощности.

Для графика коммунально-бытовой нагрузки ($k_3 = 0,3$; $k_{min} = 0,1$) $k_{W1} = 1,57$; для графика энергосистемы ($k_3 = 0,7$; $k_{min} = 0,5$) $k_{W1} = 0,92$.

Если считать погрешности функционально зависимыми ($r_{ij} = 1$), то

$$\Delta_{W2} = \Delta_P \frac{k_3}{(0,124 + 0,876 k_3)^2} = \Delta_P k_{W2}. \quad (П8.4)$$

В данном случае для графика нагрузки коммунально-бытовых потребителей $k_{W2} = 2$, для графика энергосистемы $k_{W2} = 1,1$.

Выражения (П8.3) и (П8.4) выведены исходя из допущения о росте относительной погрешности в соответствии с (П8.2). Это допущение верно при использовании графиков, все ординаты которых получены замерами. На практике часто пользуются типовыми графиками, оценивая лишь максимальную нагрузку узла. В этом случае относительные погрешности определения всех ординат графика одинаковы и выражения (П8.3) и (П8.4) приобретают вид

$$\Delta_{W3} = \Delta_P \frac{\sqrt{(k_3 - k_{min})^2 + (1 - k_3)^2 k_{min}^4}}{(1 - k_{min})(0,124 + 0,876 k_3)^2} = \Delta_P k_{W3}; \quad (П8.5)$$

$$\Delta_{W4} = \Delta_P \frac{(k_3 - k_{min}) + k_{min}^2 (1 - k_3)}{(1 - k_{min})(0,124 + 0,876 k_3)^2} = \Delta_P k_{W4}. \quad (П8.6)$$

Для графика коммунально-бытовой нагрузки $k_{W3} = 1,48$; $k_{W4} = 1,5$; для графика энергосистемы $k_{W3} = 0,79$; $k_{W4} = 1,02$.

Проведенные расчеты показывают, что для слабозаполненных графиков $k_W = 1,5 \div 2$, для графиков с относительно большим заполнением ($k_3 = 0,7$, что соответствует $T_{max} = 6100$ ч) $k_W = 0,79 \div 1,1$. Так как график суммарной нагрузки сети обычно имеет больший коэффициент заполнения, чем график коммунально-бытовой нагрузки, k_W оказывается близким к единице, а при расчете серии режимов (более двух) становится меньше единицы. Поэтому относительные погрешности в потерях электроэнергии можно считать равными (в большинстве случаев это является максимальной оценкой) погрешностям в потерях мощности в режиме наибольшей нагрузки.

Приложение 9. Определение эквивалентного напряжения в центре питания

Эквивалентное напряжение определяем из условия равенства потерь электроэнергии, определенных по средней нагрузке $P_{ср}$ и двухступенчатому графику с ординатами P_{max} и P_{min} и относитель-

ной длительностью максимальной ступени t_1 :

$$\frac{P_{\text{ср}}^2}{U_{\text{зк}}^2} k_{\Phi}^2 = \frac{P_{\text{max}}^2}{U_1^2} t_1 + \frac{P_{\text{min}}^2}{U_2^2} (1 - t_1). \quad (\text{П9.1})$$

Подставляя в (П9.1) $k_{\Phi}^2 = [P_{\text{max}}^2 t_1 + P_{\text{min}}^2 (1 - t_1)] / P_{\text{ср}}^2$, получаем

$$U_{\text{зк}} = \sqrt{\frac{U_1^2 U_2^2 [t_1 + k_{\text{min}}^2 (1 - t_1)]}{U_2^2 t_1 + k_{\text{min}}^2 U_1^2 (1 - t_1)}} = \frac{U_1 \sqrt{a + b}}{\sqrt{a + b (U_1/U_2)^2}}. \quad (\text{П9.2})$$

Учитывая (3.8), величины a и b из (П9.2) можно определить по формулам

$$a = k_3 - k_{\text{min}};$$

$$b = k_{\text{min}}^2 (1 - k_3).$$

Пример. Определить $U_{\text{зк}}$ для ИП, график нагрузки которого характеризуется значениями $T_{\text{max}} = 4500$ ч и $k_{\text{min}} = 0,3$. Измерения напряжений в часы максимальных и минимальных нагрузок привели к результатам: $U_1 = 10,6$ кВ; $U_2 = 10$ кВ.

Решение. Определяем $k_3 = 4500/8760 = 0,51$ и величины $a = 0,51 - 0,3 = 0,21$ и $b = 0,3^2 (1 - 0,51) = 0,044$.

По (П9.2) определяем

$$U_{\text{зк}} = 10,6 \sqrt{\frac{0,21 + 0,044}{(10,6/10)^2 \cdot 0,044 + 0,21}} = 10,49 \text{ кВ}.$$

Если использовать эмпирическую формулу (2.15), то

$$U_{\text{зк}} = \sqrt{0,9 \cdot 10,6^2 + 0,1 \cdot 10^2} = 10,54 \text{ кВ}.$$

Приложение 10. Определение удельной стоимости потерь электроэнергии

Удельную стоимость потерь электроэнергии определяют на основе замыкающих затрат на электроэнергию, вырабатываемую базисными $z_{\text{б}}$, полупиковыми $z_{\text{п/п}}$ и пиковыми $z_{\text{п}}$ электростанциями. Указанные затраты относятся к станциям, замыкающим баланс в каждой зоне графика.

Долевое участие электростанций различных типов в покрытии графика потерь в конкретном случае определяется конфигурацией этого графика, характеризуемой числом часов использования его максимальной нагрузки (для графика потерь $T_{\text{max}} = \tau$).

Институтом ВНИИКТЭП рассчитаны численные значения $z_{\text{б}}$, $z_{\text{п/п}}$ и $z_{\text{п}}$ при следующих значениях числа часов использования максимальной мощности станций: $T_{\text{б}} = 6500$ ч; $T_{\text{п/п}} = 4000$ ч и $T_{\text{п}} = 1000$ ч.

Удельные затраты на потери электроэнергии в конкретном случае определяют по выражениям:

при $T_{\text{б}} \geq \tau > T_{\text{п/п}}$

$$z_{\text{з1}} = \frac{T_{\text{б}} (\tau - T_{\text{п/п}}) z_{\text{б}} + T_{\text{п/п}} (T_{\text{б}} - \tau) z_{\text{п/п}}}{(T_{\text{б}} - T_{\text{п/п}}) \tau}; \quad (\text{П10.1})$$

при $T_{\text{п/п}} > \tau \geq T_{\text{п}}$

$$z_{\text{з2}} = \frac{T_{\text{п/п}} (\tau - T_{\text{п}}) z_{\text{п/п}} + T_{\text{п}} (T_{\text{п/п}} - \tau) z_{\text{п}}}{(T_{\text{п/п}} - T_{\text{п}}) \tau}. \quad (\text{П10.2})$$

Подставив в выражения (П10.1) и (П10.2) численные значения $T_{\text{б}}$, $T_{\text{п/п}}$ и $T_{\text{п}}$ и преобразуя их, получим

$$z_{\text{з1}} = 2,6 z_{\text{б}} - 1,6 z_{\text{п/п}} + 10\,400 (z_{\text{п/п}} - z_{\text{б}}) / \tau;$$

$$z_{\text{з2}} = 1,33 z_{\text{п/п}} - 0,33 z_{\text{п}} + 1333 (z_{\text{п}} - z_{\text{п/п}}) / \tau.$$

Обе формулы для конкретного региона с известными значениями $z_{\text{б}}$, $z_{\text{п/п}}$ и $z_{\text{п}}$ могут быть представлены в виде

$$z_{\text{з}} = A + B / \tau. \quad (\text{П10.3})$$

Значения A и B , рассчитанные автором для различных регионов страны, приведены в табл. 3.1. Данные таблицы не учитывают затрат в электрические сети.

Приложение 11. Нормативные характеристики электрических сетей по потерям электроэнергии (НХПЭ)

В настоящее время показатель "потери электроэнергии" переведен из планового в нормативный. Изложенные в § 3.5 идеи гибкого планирования потерь могут быть использованы при расчете НХПЭ.

Нормативной характеристикой электрической сети по потерям электроэнергии называется зависимость потерь электроэнергии от обобщенных параметров сети и режимов ее работы. Нормативом потерь электроэнергии называется значение потерь, определенное по НХПЭ при планируемых или фактических значениях ее параметров. В первом случае получаем ожидаемый норматив потерь, во втором — фактический.

Целью расчета НХПЭ является определение норматива потерь, соответствующего фактическим режимам. Оно осуществляется по состоявшимся, отчетным значениям параметров НХПЭ, однако вид и коэффициенты НХПЭ определяются и согласовываются с вышестоящим подразделением заранее.

Нормативные характеристики могут быть перспективными и текущими. По перспективной НХПЭ определяют норматив годовых потерь

электроэнергии на конец предстоящего пятилетнего периода и более далекую перспективу. Параметрами перспективной НХПЭ могут быть: суммарная мощность компенсирующих устройств в сетях энергосистем и потребителей, суммарная протяженность линий, суммарная мощность трансформаторов, отпуск электроэнергии собственным потребителям, обмен электроэнергией между смежными подразделениями, выработка электроэнергии станциями различных типов (ТЭС, ГЭС, АЭС) и другие. Некоторые из перечисленных параметров могут быть представлены и более детально, например отдельно по уровням напряжения. Перспективная НХПЭ фактически представляет собой зависимость потерь от объемов оборудования, направляемого на развитие сетей, и от изменяющихся режимных факторов.

По текущей НХПЭ определяют нормативы потерь на предстоящие (ожидаемый норматив) или за прошедшие (фактический норматив) месяц, квартал, год. Параметрами текущей НХПЭ являются: отпуск электроэнергии в сеть для собственных потребителей, обмен электроэнергией между смежными подразделениями и эффект от технических мероприятий по снижению потерь, осуществляемых в соответствии со схемой развития энергосистемы. Инициативные МСП режимного характера и технические МСП, осуществляемые хозяйственным, при определении НХПЭ учитываться не должны. Эффект от них является для энергосистемы резервом снижения потерь, необходимым в связи с тем, что НХПЭ при ее согласовании может быть несколько опущена вниз для обеспечения баланса между суммой годовых потерь, определенных по нормативам энергосистем, и суммарным нормативом для сетей Минэнерго СССР, согласованным с Госпланом СССР.

Ожидаемые и фактические НХПЭ могут отличаться степенью детальности представления параметров. Например, на стадии планирования перетоки по отдельным линиям не планируются даже в сальдовом виде, тем более не планируются их реверсивные составляющие. Поэтому ожидаемая НХПЭ может выражать зависимость потерь лишь от сальдового значения общего обмена электроэнергией. Фактическая НХПЭ может представлять собой зависимость потерь от перетоков по различным сечениям, группам линий и отдельным линиям с развернутыми обментами в обе стороны и т.д.

Расчету и согласованию с вышестоящим подразделением подлежат обе НХПЭ одновременно. Подстановка в них согласованных данных (например, сумма развернутых перетоков в фактической НХПЭ должна быть равна сальдовому обмену в ожидаемой НХПЭ) должна приводить к одинаковому результату. По истечению отчетного периода корректировка норматива осуществляется только по фактической НХПЭ.

Зависимость потерь от любого параметра X как в перспективной, так и в текущей НХПЭ (в ожидаемом и фактическом виде каждой из них) может быть выражена квадратичным полиномом:

$$\varphi(X) = b_0 + b_1 X + b_2 X^2,$$

который содержит как линейный, так и квадратичный члены, что позволяет резко снизить погрешности чисто квадратичной зависимости (3.23). Например, зависимость потерь от отпуска электроэнергии в сеть для собственного потребления¹ $W_{осп}$ может иметь вид

$$\Delta W_{осп} = 15,6 + 0,41 W_{осп} + 0,03 W_{осп}^2. \quad (\text{П11.1})$$

Целью процедуры расчета НХПЭ является получение численных значений коэффициентов, приведенных в этом выражении в качестве примера.

В текущей НХПЭ любой параметр X представляет собой электроэнергию — либо потребляемую собственными потребителями, либо передаваемую по межсистемным связям.

При учете нескольких параметров НХПЭ будет состоять из суммы полиномов типа (П11.1), в которых постоянные члены сложатся в один. Например, при трех-параметрах (W_1 , W_2 и W_3) НХПЭ может иметь вид

$$\Delta W = 112,4 + 0,41 W_1 + 0,03 W_1^2 - 0,56 W_2 + 0,07 W_2^2 + 2,4 W_3 - 0,76 W_3^2. \quad (\text{П11.2})$$

Ввиду того что для периодов времени месяц, квартал и год используют одну и ту же НХПЭ, параметр "время" должен фигурировать в ней непосредственно. Поэтому каждая функция $\varphi(X)$ в текущей НХПЭ имеет вид

$$\varphi(X) = a_0 T + a_1 W + \frac{a_2}{T} W^2. \quad (\text{П11.3})$$

Все вышеизложенное относится к нагрузочной составляющей НХПЭ, постоянный коэффициент a_0 в которой появился в результате аппроксимации реальных данных квадратичным полиномом. Полная НХПЭ представляет собой сумму функций (П11.3), полученных по каждому параметру, влияющему на нагрузочные потери, сложенную с постоянными потерями за вычетом эффекта от МСП:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^n \varphi(X_i) + \Delta P_{\text{пост}} T - \delta W_{\text{МСП}}. \quad (\text{П11.4})$$

При подстановке в (П11.4) развернутого вида функций $\varphi(X_i)$ с численными значениями коэффициентов все составляющие $a_0 T$ и члены $\Delta P_{\text{пост}} T$ сложатся в общую величину $a_0 \sum T$ и конечный вид НХПЭ бу-

¹ Значение $W_{осп}$ определяют по формуле $\Delta W_{осп} = W_{ос} - W_{пер} - W_{шт}$, где $W_{ос}$ — отпуск в сеть; $W_{пер}$ — передача в другие энергосистемы; $W_{шт}$ — потребление энергии с шин генераторного напряжения (беспотерное потребление).

дет подобен выражению (П11.2) с добавлением к свободному члену множителя T , а к квадратичным членам множителя $1/T$ аналогично (П11.3).

Численные значения $\delta W_{\text{МСП}}$ будут различными для месяца, квартала и года. Они связаны между собой не только параметром T . При определении месячного норматива в качестве $\delta W_{\text{МСП}}$ необходимо принимать снижение потерь электроэнергии за месяц, обеспечиваемое МСП, проведенными с начала года до рассматриваемого месяца. При определении квартального норматива в качестве $\delta W_{\text{МСП}}$ используют сумму значений $\delta W_{\text{МСП}}$ для месяцев, входящих в квартал. При определении годового норматива в расчет принимается годовой эффект от МСП, проведенных в этом году.

Коэффициенты a_0 , a_1 и a_2 по каждому из параметров определяют совместным расчетом по программам статистической аппроксимации. Исходными данными для них являются результаты вариантных схематических расчетов потерь электроэнергии в сети при различных сочетаниях параметров НХПЭ. Количество вариантных расчетов должно быть не менее числа определяемых коэффициентов НХПЭ, оптимальное число расчетов может быть определено методом планирования эксперимента.

В связи с трудоемкостью вариантных расчетов потерь электроэнергии они могут быть заменены вариантными расчетами потерь мощности. В этом случае коэффициенты a_2 в НХПЭ должны быть увеличены по сравнению с коэффициентами a_{2P} , полученными по результатам статистической аппроксимации вариантных расчетов потерь мощности, путем умножения на k_{Φ}^2 .

Фактические значения потерь электроэнергии за месяц зависят не только от параметров электропотребления, которые учтены в (П11.4), но и от сезонных изменений схемы сети (вывод в ремонт оборудования, изменение структуры покрытия графика нагрузки станциями и т.п.) и объективно существующего временного сдвига в оплате электроэнергии.

Поэтому месячные нормативы потерь могут корректироваться путем увеличения потерь в месяцы I и IV кварталов и уменьшения в месяцы II и III кварталов. При этом сумма изменений по всем месяцам года должна быть равна нулю.

Из изложенного следует, что разработка НХПЭ должна осуществляться совместно ЦДС, Энергонадзором и плановым отделом энергосистемы.

Нагрузочные потери в радиальных сетях зависят практически лишь от квадрата электроэнергии, переданной в сеть, поэтому функция (П11.3) может быть представлена лишь последним слагаемым. В этом случае коэффициент a_2 может быть определен непосредственно по схеме сети

$$a_2 = R_{\text{ЭК}} \frac{k_{\Phi}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi)}{U_{\text{ЭК}}^2} \quad (\text{П11.5})$$

Расчет коэффициента a_2 для группы линий независимо от того, являются ли они разрозненными (например, 6–20 кВ) или принадлежат одной составной сети (например, радиальные линии разных классов напряжений – 6–20 кВ и 35–110 кВ), производят по формуле

$$a_{2\Sigma} = \sum_{i=1}^m a_{2i} W_{0i}^2 / W_0^2 \Sigma, \quad (\text{П11.6})$$

где W_{0i} – отпуск электроэнергии в i -ю линию; $W_0 \Sigma$ – суммарный отпуск во все линии.

Отличие результатов расчета для суммы разрозненных линий и для линий составной сети будет определяться величиной $W_0 \Sigma$, которая в первом случае равна сумме отпусков электроэнергии в каждую линию, а во втором – отпуску электроэнергии в головную радиальную линию (см. примеры П11.2 и П11.3).

Пример П11.1. Рассчитать НХПЭ для линии 10 кВ (рис. 1.2), если $\text{tg} \varphi = 0,5$, а $k_{\Sigma} = 0,4$.

Решение. По (1.18) определяем:

$$k_{\Phi}^2 = \left(0,876 + \frac{0,124}{0,4} \right)^2 = 1,4.$$

Так как $R_{\Sigma\text{К}} = 3,27$ Ом (см. пример 2.3), то в соответствии с (П11.5)

$$a_2 = 3,27 \frac{1,4 (1 + 0,5^2)}{10^2} = 57 \cdot 10^{-3}.$$

Потери мощности холостого хода трансформаторов составляют $2,95 \cdot 10^{-3}$ тыс. кВт, поэтому НХПЭ имеет вид, тыс. кВт·ч:

$$\Delta W = \left(2,95 T + 57 \frac{W_0^2}{T} \right) \cdot 10^{-3},$$

или в процентах

$$\Delta W_{\%} = \left(\frac{0,295 T}{W_0} + 5,7 \frac{W_0}{T} \right).$$

При отпуске электроэнергии в сеть $W_0 = 2400$ тыс. кВт·ч (см. пример 2.4) годовые потери электроэнергии

$$\Delta W = \left(2,95 \cdot 8760 + 57 \cdot \frac{2400^2}{8760} \right) \cdot 10^{-3} = 63,8 \text{ тыс. кВт·ч},$$

или 2,7 %.

Пример П11.2. Рассчитать НХПЭ для трех линий 10 кВ, значения $\Delta P_{\text{пот.}}$, a_2 и W_0 для каждой из которых, рассчитанные аналогично примеру 1, приведены в таблице П11.1.

Таблица П11.1. Параметры НХПЭ
линий 10 кВ

№ линии	$\Delta P_{\text{пост}} \cdot 10^{-3}$	$a_2 \cdot 10^{-3}$	W_0 , тыс. кВт·ч
1	2,95	57	2400
2	3,17	82	2900
3	1,85	94	3500
Итого	6,97	—	8800

Решение. По формуле (П11.6) определяем:

$$a_2 \Sigma = \frac{(57 \cdot 2,4^2 + 89 \cdot 2,9^2 + 94 \cdot 3,5^2) \cdot 10^{-3}}{8,8^2} = 25 \cdot 10^{-3}.$$

Значения W_0 могут подставляться в формулу в любом масштабе, значение $a_2 \Sigma$ при этом остается неизменным. В данном случае для удобства счета использованы величины, в 1000 раз меньшие реальных.

Нормативная характеристика для группы из трех линий имеет вид

$$\Delta W = \left(6,97 T + 28 \frac{W_0^2 \Sigma}{T} \right) \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. кВт·ч.}$$

Потери электроэнергии в данной группе линий при отпуске электроэнергии за год 8800 тыс. кВт·ч составят:

$$\Delta W = \left(6,97 \cdot 8760 + 28 \cdot \frac{8800^2}{8760} \right) \cdot 10^{-3} = 309 \text{ тыс. кВт·ч} \\ (3,5 \%).$$

Пример П11.3. Рассчитать нормативный коэффициент a_2 для составной электрической сети, состоящей из линии 110 кВ, от которой питаются 3 линии 35 кВ. От первой линии 35 кВ питаются 19 линий 10 кВ, от второй — 34 линии и от третьей — 26 линий. Все линии находятся на

Таблица П11.2. Параметры НХПЭ линий 10, 35 и 110 кВ

Наименование объекта	$a_2 \cdot 10^{-3}$	W_0 , млн. кВт·ч
Линия 110 кВ	0,5	526,6
Линии 35 кВ:		
№ 1	1,9	91,7
№ 2	1,3	148,6
№ 3	1,5	115,2
Группы линий, получающих питание от ПС 35/10 кВ:		
№ 1	3,1	45,6
№ 2	2,4	98,5
№ 3	1,7	90,8

балансе энергосистемы. Кроме того, от шин 10 кВ подстанций 110/10 и 35/10 кВ получают питание промышленные потребители.

Значения a_2 для линий 110 кВ и каждой из трех линий 35 кВ, вычисленные аналогично изложенному в примере 1, значения a_2 для трех групп линий 10 кВ, вычисленные аналогично изложенному в примере 2, и отпуск электроэнергии в линии приведены в табл. П11.2.

Решение. Определяем a_2 для всей составной сети по формуле (П11.6):

$$a_2 = \frac{(0,5 \cdot 526,6^2 + 1,9 \cdot 91,7^2 + 1,3 \cdot 148,6^2 + 1,5 \cdot 115,2^2 + \\ + 3,1 \cdot 45,6^2 + 2,4 \cdot 98,5^2 + 1,7 \cdot 90,8^2)}{526,6^2} \cdot 10^{-3} = 0,9 \cdot 10^{-3}.$$

Нагрузочная составляющая НХПЭ для данной сети будет иметь вид, %

$$\Delta W_{\text{н\%}} = 0,9 \cdot 10^{-3} \frac{W_0}{T} \cdot 100 = 0,09 \frac{W_0}{T}.$$

Значение W_0 выражается в тыс. кВт·ч. Если подставлять W_0 в млн. кВт·ч., то

$$\Delta W_{\text{н\%}} = 90 \frac{W_0}{T}.$$

При отпуске в сеть $W_0 = 526,6$ млн. кВт·ч

$$\Delta W_{\text{н\%}} = 90 \frac{526,6}{8760} = 5,4 \%.$$

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем/В.Э. Воротицкий, Ю.С. Железко, В.И. Казанцев и др.; Под ред. В.И. Казанцева. М.: Энергоатомиздат, 1983.
2. Поспелов Г.Е., Сыч Н.М. Потери мощности и энергии в электрических сетях. М.: Энергоиздат, 1981.
3. Щербина Ю.В., Бойко Н.Д., Бутенко А.Н. Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях. Киев: Техника, 1981.
4. Щербина Ю.В., Лепорский В.Д., Жмурко В.А. Автоматизация управления технологическим расходом и потреблением электроэнергии. Киев: Техника, 1984.
5. Хамитов А.Х., Ганиходжаев Н.Г. Потери электроэнергии в низковольтных сетях. Ташкент: Узбекистан, 1984.
6. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах. М.: Энергоиздат, 1981.
7. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии. М.: Энергоатомиздат, 1985.
8. Поспелов Г.Е., Сыч Н.М., Федия В.Т. Компенсирующие и регулирующие устройства в электрических системах. Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1983.
9. Экономия энергии в электрических сетях/И.И. Магда, С.Я. Меженный, В.Н. Сулейманов и др.; Под ред. Н.А. Качановой и Ю.В. Щербины. Киев: Техника, 1986.
10. Адонис Г.Т., Арутюнян А.А. Методы расчета и способы снижения расхода электроэнергии в электрических сетях энергосистем. Ереван: Луйс, 1986.
11. Маркушев Н.С. Автоматизированное управление режимами энергосетей 6-20 кВ. М.: Энергия, 1980.
12. Маркушев Н.С. Регулирование напряжения и экономия электроэнергии. М.: Энергоатомиздат, 1984.
13. Маркушев Н.С. Автоматизированная система диспетчерского управления. Из опыта Латвийской энергосистемы. М.: Энергоатомиздат, 1986.
14. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. М.: СПО "Союзтехэнерго", 1987.
15. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. М.: СПО "Союзтехэнерго", 1987.
16. Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях//Инструктивные материалы Главгосэнергонадзора. М.: Энергоатомиздат, 1986. С. 276-287.
17. Инструкция по учету электроэнергии в энергосистемах//Инструктивные материалы Главгосэнергонадзора. М.: Энергоатомиздат, 1986. С. 213-237.
18. Типовая инструкция по оптимальному управлению потоками реактивной мощности и уровнями напряжения в электрических сетях энергосистем. М.: СПО "Союзтехэнерго", 1983.
19. Венцель Е.С. Теория вероятностей. М.: Наука, 1969.
20. Баркан Я.Д., Маркушев Н.С. Использование статистической информации о качестве электроэнергии в электрических сетях. М.: Энергия, 1972.
21. Железко Ю.С. Классификация методов расчета потерь электроэнергии в электрических сетях по ширине интервала неопределенности получаемого результата//Повышение экономичности работы электрических сетей и качества электроэнергии. Сб. науч. трудов/ВНИИЭ. М.: Энергоатомиздат, 1986. С. 7-15.
22. Железко Ю.С., Бирикова Р.П. Пределная точность и области применения регрессионных зависимостей эквивалентных сопротивлений линий 6-20 кВ//Электричество, 1988. №8. С. 17-21.
23. Воротицкий В.Э., Рыбакова В.И. Комплекс программ расчета и анализа потерь мощности и электроэнергии в замкнутых электрических сетях на осно-

ве их эквивалентирования//Повышение экономичности работы электрических сетей и качества электроэнергии: Сб. науч. трудов/ВНИИЭ. М.: Энергоатомиздат, 1986. С. 16-20.

24. Бобко В.Г., Меженный С.Я., Стафийчук В.Г. Методика расчета расхода электроэнергии на ее транспорт в сельских электрических сетях напряжением 6-110 кВ/Электрические станции. 1983. № 5. С. 42-45.

25. Соколов В.И. Использование генераторов в режиме синхронного компенсатора. М.: Энергия, 1968.

26. Железко Ю.С., Васильчиков Е.А. О рациональных способах определения числа часов наибольших потерь и коэффициента формы графика//Электрические станции. 1988. № 1. С. 12-15.

27. Зельцбург Л.М., Карпова Э.П. О методике определения годовых нагрузочных потерь электроэнергии//Электричество. 1985. № 11. С. 49-52.

28. Пекелис В.Г., Розенберг А.Е. О размещении шунтовых конденсаторных батарей в высоковольтных сетях энергосистем//Электричество. 1976. № 12. С. 5-8.

29. Комлев Ю.М. Способ учета корреляции графиков активной и реактивной нагрузки головного участка разомкнутой сети 6-110 кВ при расчете потерь электроэнергии//Электричество. 1985. № 11. С. 46-49.

30. Железко Ю.С. Совершенствование тарифов на электроэнергию в части скидок и надбавок за компенсацию реактивной мощности и за качество электроэнергии//Промышленная энергетика. 1988. № 7. С. 3-8.

31. Планирование и анализ потерь энергии в электрических сетях с помощью регрессионных моделей//А.В. Авраамченко, В.А. Богданов, Е.И. Петряев, М.Г. Портной//Электрические станции. 1987. № 4. С. 6-9.

32. Файбисович В.А. Определение параметров электрических систем. Новые методы экспериментального определения. М.: Энергоатомиздат, 1982.

33. Железко Ю.С. Погрешности определения потерь энергии в электрических сетях//Электричество. 1975. №2. С. 19-24.

34. Диряпаскин В.П., Курсков В.И., Мерпорт Э.И. Сравнение методик расчета потерь электроэнергии в питающих сетях//Электрические станции. 1983. № 1. С. 42-44.

35. Планирование потерь электроэнергии в основных сетях энергосистем/И.В. Лазебник, В.А. Тимофеев, Л.А. Элиассон, В.Е. Штейнгауз//Повышение экономичности работы электрических сетей и качества электроэнергии: Сб. науч. трудов/ВНИИЭ. М.: Энергоатомиздат, 1986. С. 20-24.

36. Воротицкий В.Э. Технико-экономически обоснованный проектный уровень потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях//Повышение экономичности работы электрических сетей и качества электроэнергии: Сб. науч. трудов/ВНИИЭ. М.: Энергоатомиздат, 1986. С. 40-46.

37. Пекелис В.В., Анисимов Л.П., Пекелис В.Г. Снижение потерь электроэнергии в замкнутых неоднородных электрических сетях с помощью реакторов продольного включения//Повышение экономичности работы электрических сетей и качества электроэнергии: Сб. науч. трудов/ВНИИЭ. М.: Энергоатомиздат, 1986. С. 31-39.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Введение	5
Глава первая. Общие положения по расчетам потерь электроэнергии и организации работ по их снижению	9
1.1. Структура потерь электроэнергии и виды расчетов	9
1.2. Достоверность расчетных значений потерь и использование их гарантированных значений	13
1.3. Классификация методов расчета нагрузочных потерь	18
1.4. Расчет допустимых значений коммерческих потерь	24
1.5. Организация работ в энергосистемах по снижению потерь электроэнергии	29
1.6. Краткие сведения о вероятностных методах, используемых в задачах расчета потерь электроэнергии	33
1.7. Краткие сведения об использовании в расчетах потерь алгебры матриц	40
Глава вторая. Методы и программы расчета потерь электроэнергии	45
2.1. Расчет нагрузочных потерь в транзитных сетях	45
2.2. Расчет нагрузочных потерь в замкнутых сетях 110 кВ и выше	48
2.3. Расчет потерь в радиальных сетях 35—150 кВ	56
2.4. Расчет потерь в радиальных сетях 6—20 кВ	59
2.5. Расчеты других составляющих потерь	71
2.6. Анализ структуры потерь электроэнергии	78
Глава третья. Методы и программы выбора мероприятий по снижению потерь электроэнергии	85
3.1. Классификация мероприятий и показатели их эффективности	85
3.2. Определение эффективности режимных мероприятий	88
3.3. Компенсация реактивной мощности	104
3.4. Определение эффективности технических мероприятий и мероприятий по совершенствованию технического учета электроэнергии	116
3.5. Планирование потерь электроэнергии	121
3.6. Основные положения методики выбора мощности КУ в узлах сложной сети	131
Приложение 1. Примерный план организации работ по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях	139
Приложение 2. Характеристики графиков нагрузки	141
Приложение 3. Структура погрешностей расчета потерь электроэнергии по числу часов наибольших потерь	143
Приложение 4. Расчетные соотношения для сетей 0,4 кВ	146
Приложение 5. Влияние точности информации о нагрузках сети на точность расчета потерь электроэнергии	149
Приложение 6. Регрессионные зависимости эквивалентных сопротивлений линий 6—20 кВ от их обобщенных параметров	153
Приложение 7. Оценка возможной степени использования установленной мощности РТ 6—20 кВ по эквивалентному сопротивлению линии	163
Приложение 8. Связь погрешностей в потерях мощности и электроэнергии	164
Приложение 9. Определение эквивалентного напряжения в центре питания	165
Приложение 10. Определение удельной стоимости потерь электроэнергии	166
Приложение 11. Нормативные характеристики сетей по потерям электроэнергии (НХПЭ)	167
Список литературы	174

Ю. С. Железко

Ю. С. Железко

**ВЫБОР
МЕРОПРИЯТИЙ
ПО СНИЖЕНИЮ
ПОТЕРЬ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СЕТЯХ**

ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ

**ЭКОНОМИЯ
ТОПЛИВА
И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

