

Железко Юрий Станиславович

Доктор технических наук, ведущий отечественный специалист в области рассмотренных в книге ключевых задач управления режимами электрических сетей.
Главный научный сотрудник
Филиала ОАО «НТЦ электроэнергетики» – ВНИИЭ.
Автор ряда книг и более 200 статей, а также практически всех действующих нормативных документов по вопросам расчета и анализа потерь электроэнергии, компенсации реактивной мощности, качества электроэнергии.
Разработанные под руководством Ю. С. Железко расчетные методы, алгоритмы и программные средства активно используются в практической работе специалистами большинства электросетевых организаций России и ряда зарубежных компаний.

"СПб Дом Книги" В-241
681.00
Железко Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Ка

ISBN 978-5-93196-958-9

Ю. С. Железко Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии

Ю. С. Железко



Потери электроэнергии
Реактивная мощность
Качество электроэнергии

Руководство для практических расчетов

УДК 621.311.1
ББК 31.279
Ж51

Железко Ю. С.

Ж51 Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. – М. : ЭНАС, 2009. – 456 с. : ил.

ISBN 978-5-93196-958-9

Рассматриваются принципиальные вопросы в области планирования и управления режимами электрических сетей: потери электроэнергии, компенсация реактивной мощности, качество электроэнергии.

Приведена структура фактических (отчетных) потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций. Описаны методы расчета потерь в сетях и присоединенном оборудовании, методы анализа и нормирования потерь, выбора мероприятий по их снижению и расчета допустимых небалансов электроэнергии.

Рассмотрены методы выбора оптимальной мощности компенсирующих устройств, показатели качества электроэнергии, их влияние на электрооборудование, а также нормативные документы, определяющие взаимоотношения поставщиков и потребителей в части качества электроэнергии и условий потребления реактивной мощности.

Дана характеристика программного обеспечения, реализующего изложенные расчетные методы, представлены примеры практических расчетов.

Для инженерно-технического персонала энергоснабжающих организаций и предприятий – потребителей электрической энергии.

УДК 621.311.1
ББК 31.279

© Ю. С. Железко, 2009
© ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», 2009

ISBN 978-5-93196-958-9

ПРЕДИСЛОВИЕ

В данной книге объединены три проблемы, имеющие много общих аспектов. Потери электроэнергии при ее транспортировке от мест производства до мест потребления являются одним из важных технико-экономических показателей электрических сетей. Установка средств компенсации реактивной мощности во многом производится с целью снижения потерь. В то же время практически все технические средства повышения качества электроэнергии содержат реактивные элементы индуктивного или емкостного характера и, следовательно, влияют на баланс реактивной мощности в сети. С другой стороны, значения показателей качества электроэнергии зависят от наличия или отсутствия в сети компенсирующих устройств.

При решении задач в указанных областях необходимо учитывать специфику электрической энергии, рассматриваемой как товар, поставляемый энергоснабжающими организациями, но имеющей значительные отличия от других видов промышленных товаров. Электрическая энергия является единственным видом продукции, для перемещения которого от мест производства до мест потребления не требуется других ресурсов. Для этого расходуется часть самой передаваемой электроэнергии, поэтому ее потери неизбежны; задача состоит в определении их экономически обоснованного уровня. Качество электроэнергии в сетях энергоснабжающих организаций (сетях общего назначения) по многим показателям обусловливается техническими характеристиками и режимами работы электроприемников (ЭП) потребителей. Трудно назвать еще хоть один вид продукции, качество которой может быть ухудшено покупателем еще до ее поставки.

Все три проблемы являются общими для энергоснабжающих организаций и потребителей и находят отражение в условиях потребления электроэнергии и в ее оплате. Стоимость потерь является одной из составляющих тарифа на передачу электроэнергии по сетям (в том числе и в составе конечного тарифа на электроэнергию). Условия потребления реактивной мощности устанавливаются в договорах на поставку электроэнергии; их соблюдение отражается в виде повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифу.

Показатели качества электроэнергии нормируются государственным стандартом. Соблюдение норм проверяется при сертификации электроэнергии. Стоимость работ по проведению сертификации также включается в состав затрат, определяющих тариф на электроэнергию. Многие проблемы в области качества электроэнергии (в части взаимоотношений поставщиков и потребителей энергии) в настоящее время не имеют окончательного решения в значительной мере в силу отмеченного выше влияния на качество электроэнергии самих потребителей. Особенности электроэнергии обусловливают и тот неприятный факт, что потребители, не оказывающие отрицательного влияния на качество электроэнергии, вынуждены потреблять электроэнергию, качество которой ухудшено другими потребителями. Юридически они могут предъявлять претензии только к поставщику товара, а он сам не в состоянии исправить положение. Отключить же «искажающего» потребителя не позволяют законы, да это и не выгодно поставщику, так как он лишится части оплаты. Поэтому здесь еще многое предстоит сделать.

Сетевые организации должны обосновывать уровень потерь электроэнергии, который они считают необходимым включить в тариф, а организации, утверждающие тарифы (Федеральная служба по тарифам и энергетические комиссии), – анализировать эти обоснования и принимать их либо корректировать. В связи с этим большое значение приобретает форма представляемых материалов и процедура рассмотрения и утверждения нормативов потерь. Недостатки в организации этой процедуры могут свести на нет все уточнения методик расчета потерь. В книге приведен критический анализ действующих нормативных документов в этой области.

Несмотря на важность задачи расчета нормативов потерь их расчет не является конечной целью. Цель расчетов состоит в анализе структуры потерь, выявлении их очагов и в выборе экономически обоснованных мероприятий по их снижению. В книге подробно рассмотрены методы анализа потерь и расчета нормативных характеристик потерь; конкретизировано понятие мероприятия по снижению потерь, приведен перечень мероприятий и методы оценки эффекта от их реализации. В приложениях приведены подробные теоретические обоснования всех изложенных методов.

В части компенсации реактивной мощности обсуждаются как методы выбора оптимальной мощности компенсирующих устройств в сетях, так и положения нормативных документов, определяющих взаимоотношения энергоснабжающих организаций и потребителей.

В части качества электроэнергии рассмотрены параметры электроэнергии, часть из которых нормируется в виде показателей качества. Описаны методы, с помощью которых можно в определенной мере упорядочить взаимоотношения энергоснабжающих организаций и потребителей в этой области. Большое внимание уделено регулированию напряжения, так как отклонения напряжения от номинального значения можно считать основным показателем качества электроэнергии, значение которого практически полностью зависит от поставщика (наряду с отклонениями частоты).

Автор работает в данной области более сорока лет. Многие методы и нормативные документы разработаны им непосредственно или с его участием, поэтому читатель может получить информацию о рассматриваемых проблемах, что называется, из первых рук. При написании книги автор основывался на опыте чтения лекций для работников энергоснабжающих организаций, контролирующих органов и потребителей электроэнергии. Основной материал книги, имеющий практическое назначение, изложен в максимально доступной форме. Все более сложные теоретические выводы вынесены в приложения.

Автор выражает глубокую благодарность своим коллегам Андрею Валентиновичу Артемьеву и Ольге Владимировне Савченко, принимавшим активное участие в разработке расчетных методов и программных средств, а также своей супруге Светлане Анатольевне Железко, которая на протяжении этих сорока лет своим доброжелательным отношением и советами способствовала работе автора.

Автор надеется, что материал книги поможет специалистам сетевых организаций, потребителям электроэнергии и энергетическим комиссиям в их практической работе. Книга может быть полезна научным работникам, занимающимся совершенствованием рассмотренных в книге методов, а также студентам электроэнергетических специальностей.

Глава 1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ТЕРМИНОЛОГИЯ В ОБЛАСТИ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

1.1. Потери электроэнергии или расход на передачу?

Перемещение любых материальных предметов из одного места в другое требует затрат энергоносителей. При их перемещении с помощью автотранспорта расходуется бензин или другие углеводороды, с помощью электродвигателей – электроэнергия и т. п. Электрическая же энергия является единственным видом продукции, которая для своего перемещения на сотни километров от электрических станций к потребителям расходует часть самой себя, не требуя для этого других ресурсов.

Для понимания уникальности процесса транспортировки электроэнергии целесообразно сравнить его с процессом транспортировки тепловой энергии. Часть тепловой энергии в процессе транспортировки так же теряется – уходит через тепловую изоляцию труб (изоляция не может быть идеальной). Эти потери являются технологическими (неизбежными), они не могут быть устранены полностью, хотя могут быть уменьшены улучшением изоляции труб, в том числе и с помощью их замены на трубы из более совершенных материалов, что требует больших капиталовложений. Вместе с тем такие потери не совершают полезной работы по транспортировке самой тепловой энергии по трубам: ее транспортировка осуществляется за счет расхода другой энергии (электрической), потребляемой двигателями насосных станций. Иногда трубы разрушаются, и горячая вода хлещет наружу. К этой части потерь термин «потери» применим в полной мере.

Потери при транспортировке электроэнергии имеют совсем другие свойства. Технологические (неизбежные) потери электроэнергии совершают полезную работу. А ситуаций, когда электроэнергия «хлещет наружу» из проводов, физически не может быть.

При перемещении предметов с помощью автотранспорта никто не говорит: «Потери бензина составили 15 л», говорят: «Расход бензина составил 15 л». Расход же электроэнергии на проведение в такой же степени полезной работы, как и в случае с автотранспортом,

традиционно называют потерями электроэнергии. Этот термин в среде неспециалистов вызывает представление о плохо организованном процессе транспортировки электроэнергии, ассоциируясь с потерями при перевозке зерна, угля и проч.

Все эти обстоятельства приводят, на первый взгляд, к выводу о целесообразности использования термина «расход электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям» или, как это сейчас используется в некоторых формах отчетности, «технологический расход электроэнергии». Однако эти термины также не вполне описывают суть явления.

Фактические (отчетные) потери электроэнергии определяют как разность электроэнергии, поступившей в сеть, и электроэнергии, отпущенной из сети потребителям. Эти потери включают в себя составляющие различной природы: потери в элементах сети, имеющие чисто физический характер, расход электроэнергии на работу оборудования, установленного на подстанциях и обеспечивающего передачу электроэнергии, погрешности фиксации электроэнергии приборами ее учета и, наконец, хищения электроэнергии путем воздействия на счетчики, неуплату или неполную оплату показаний счетчиков и т. п. Применение ко всем этим составляющим, особенно к последней, термина «расход» представляется не вполне адекватным.

С позиций логики к технологическому расходу можно бесспорно отнести технические потери в элементах сети и расход электроэнергии на собственные нужды (СН) подстанций. Эти процессы сопровождаются физическим расходом энергии. Физическим расходом энергии являются и ее хищения, однако эту составляющую потерь нельзя отнести к технологическому расходу, так как хищения электроэнергии не являются особенностями технологического процесса передачи электроэнергии.

Система учета электроэнергии состоит из измерительных трансформаторов тока (ТТ), напряжения (ТН) и собственно приборов учета. Эти устройства не могут быть идеальными и, как будет показано в дальнейшем, отрицательные погрешности измерительных устройств, приводящие к недоучету электроэнергии, являются объективным, физически объяснимым их свойством. И хотя погрешности приборов физически не изменяют количество энергии, а лишь неточно отражают его, они являются элементами технологического процесса. Поэтому недоучет электроэнергии, обусловленный погрешностями устройств системы учета, также относится к технологическим потерям.

Вместе с тем технологический расход может быть нерационально большим. При этом к его нерациональной части применение термина «потери» имеет определенную логику.

При расчете режимов электрических сетей термин «потери электроэнергии» применяется в связке с другими аналогичными терминами, например, «потери мощности», «потери напряжения». Чтобы быть до конца последовательными, необходимо говорить «технологический расход напряжения», что выглядит уже несколько абсурдным. С другой стороны, «расход электроэнергии на СН подстанций» трудно назвать «потерями электроэнергии на СН подстанций», хотя этот расход является частью отчетных потерь.

Широко распространенные обозначения упомянутых величин ΔU, ΔP и ΔW ассоциируются с потерями, а не с расходом. В зарубежной технической литературе на всех основных языках для рассматриваемой величины используется термин, соответствующий русскому термину «потери»: energy losses (*англ.*), pertes en energie (*франц.*) и т. п.

Представляется, что, взвесив все за и против, целесообразнее все-таки использовать традиционный термин «потери», терпеливо объясняя неспециалистам, что без потерь передать электроэнергию нельзя – это часть электроэнергии, совершающая полезную работу по транспортировке другой, основной ее части от мест производства до мест потребления.

1.2. Структура потерь электроэнергии

Разделение потерь на составляющие может проводиться по разным критериям: характеру потерь (постоянные, переменные), классам напряжения, группам элементов, производственным подразделениям и т. п. Для целей анализа и нормирования потерь целесообразно использовать *укрупненную структуру потерь электроэнергии*, в которой потери разделены на составляющие исходя из их физической природы и специфики методов определения их количественных значений.

На основе такого подхода фактические потери могут быть разделены на четыре составляющие:

1) ***технические потери электроэнергии***, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающимися в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах сетей. Теоретически технические потери могут быть измерены при установке соответствующих приборов, фиксирующих поступление и отпуск электроэнергии на рассматриваемом объекте. Практически же оценить действительное их значение с приемлемой точностью с помощью средств измерения нельзя. Для отдельного элемента это объясняется сравнительно малым значением потерь, сопоставимым с погрешностью приборов учета. Например, измерение потерь в линии, фактические

потери энергии в которой составляют 2 %, с помощью приборов, имеющих погрешность ±0,5 %, может привести к результату от 1,5 до 2,5 %. Для объектов, имеющих большое количество точек поступления и отпуска электроэнергии (электрическая сеть), установка специальных приборов во всех точках и обеспечение синхронного снятия их показаний практически нереальна (особенно для определения потерь мощности). Во всех этих точках счетчики электроэнергии и так установлены, однако мы не можем сказать, что разность их показаний и есть действительное значение технических потерь. Это связано с территориальной разбросанностью многочисленных приборов и невозможностью обеспечения полного контроля правильности их показаний и отсутствия случаев воздействия на них других лиц. Разность показаний этих приборов представляет собой *фактические потери*, из которых следует выделить искомую составляющую. Поэтому можно утверждать, что измерить технические потери на реальном сетевом объекте нельзя. Их значение можно получить только расчетным путем на основе известных законов электротехники;

2) ***расход электроэнергии на СН подстанций***, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала. Этот расход регистрируется счетчиками, установленными на трансформаторах СН подстанций;

3) ***потери электроэнергии, обусловленные погрешностями ее измерения (недоучет электроэнергии, метрологические потери).*** Эти потери получают расчетным путем на основе данных о метрологических характеристиках и режимах работы приборов, используемых для измерения энергии (ТТ, ТН и самих электросчетчиков). В расчет метрологических потерь включают все приборы учета отпуска электроэнергии из сети, в том числе и приборы учета расхода электроэнергии на СН подстанций;

4) ***коммерческие потери***, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате электроэнергии бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии. Коммерческие потери не имеют самостоятельного математического описания и, как следствие, не могут быть рассчитаны автономно. Их значение определяют как разницу между фактическими потерями и суммой первых трех составляющих.

Три первые составляющие укрупненной структуры потерь обусловлены технологическими потребностями процесса передачи электроэнергии по сетям и инструментального учета ее поступления и отпуска. Сумма этих составляющих хорошо описывается термином

технологические потери. Четвертая составляющая – коммерческие потери – представляет собой воздействие «человеческого фактора» и включает в себя все проявления такого воздействия: сознательные хищения электроэнергии некоторыми абонентами с помощью изменения показаний счетчиков, потребление энергии помимо счетчиков, неуплату или неполную оплату показаний счетчиков, определение поступления и отпуска электроэнергии по некоторым точкам учета расчетным путем (при несовпадении границ балансовой принадлежности сетей и мест установки приборов учета) и т. п.

Структура потерь, в которой укрупненные составляющие потерь сгруппированы по различным критериям, приведена на рис. 1.1.

Каждая составляющая потерь имеет свою более детальную структуру.

Нагрузочные потери включают в себя потери:

в проводах линий передачи;

силовых трансформаторах и автотрансформаторах;

токоограничивающих реакторах;

заградителях высокочастотной связи;

трансформаторах тока;

соединительных проводах и шинах распределительных устройств (РУ) подстанций.

Последние две составляющие в силу отсутствия практики их поэлементных расчетов и незначительной величины обычно определяют на основе удельных потерь, рассчитанных для средних условий, и включают в состав *условно-постоянных потерь.*



Рис. 1.1. Структура фактических потерь электроэнергии

Потери холостого хода включают в себя постоянные (не зависящие от нагрузки) потери:

в силовых трансформаторах (автотрансформаторах);

компенсирующих устройствах (синхронных и тиристорных компенсаторах, батареях конденсаторов и шунтирующих реакторах);

оборудовании системы учета электроэнергии (ТТ, ТН, счетчиках и соединительных проводах);

вентильных разрядниках и ограничителях перенапряжения;

устройствах присоединения высокочастотной связи (ВЧ-связи);

изоляции кабелей.

Потери, обусловленные погодными условиями (климатические потери) включают в себя три составляющие:

потери на корону в воздушных линиях электропередачи (ВЛ) 110 кВ и выше;

потери от токов утечки по изоляторам ВЛ;

расход электроэнергии на плавку гололеда.

Расход электроэнергии на СН подстанций обусловлен режимами работы различных (до 23) типов ЭП. Этот расход можно разбить на шесть составляющих:

на обогрев помещений;

вентиляцию и освещение помещений;

системы управления подстанцией и вспомогательные устройства синхронных компенсаторов;

охлаждение и обогрев оборудования;

работу компрессоров воздушных выключателей и пневматических приводов масляных выключателей;

текущий ремонт оборудования, устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), дистилляторы, вентиляцию закрытого распределительного устройства (ЗРУ), обогрев и освещение проходной (прочий расход).

Погрешности учета электроэнергии включают составляющие, обусловленные погрешностями измерительных ТТ, ТН и электрических счетчиков. *Коммерческие потери* также могут быть разделены на многочисленные составляющие, отличающиеся причинами их возникновения.

Все перечисленные составляющие подробно рассмотрены в последующих главах.

Критерии отнесения части электроэнергии к потерям могут быть *физического* и *экономического* характера. Некоторые специалисты считают, что расход электроэнергии на СН подстанций надо относить к отпуску электроэнергии, а остальные составляющие – к потерям. Расход на СН подстанций по характеру использования электроэнергии действительно ничем не отличается от ее использования

потребителями. Однако это не является основанием считать его *полезным отпуском*, под которым понимают электроэнергию, отпущенную потребителям. Расход же электроэнергии на СН подстанций является внутренним потреблением сетевого объекта. Кроме того, при таком подходе необоснованно предполагается, что расход части энергии в элементах сетей на доставку другой ее части потребителям (технические потери), в отличие от расхода на СН подстанций, не является полезным.

Приборы учета не изменяют потоков мощности по сети, они лишь не совсем точно их регистрируют. Поэтому некоторые специалисты считают теоретически неверным относить недоучет электроэнергии, обусловленный погрешностями приборов, к потерям (ведь объем электроэнергии не изменяется от того, каким образом приборы ее регистрируют!).

Можно согласиться с теоретической правильностью таких рассуждений, как и – одновременно – с их практической бесполезностью. Определять структуру потерь нас заставляет не наука (для научных исследований все подходы имеют смысл), а экономика. Поэтому для анализа отчетных потерь следует применять экономические критерии. С экономических позиций потери – это та часть электроэнергии, на которую ее зарегистрированный полезный отпуск потребителям оказался меньше электроэнергии, полученной сетью от производителей электроэнергии. Под полезным отпуском электроэнергии понимается не только та электроэнергия, денежные средства за которую действительно поступили на расчетный счет энергоснабжающей организации, но и та, на которую выставлены счета, то есть потребление энергии зафиксировано. Выставление счетов является практикой, применяемой к юридическим лицам, потребление энергии которыми фиксируется ежемесячно. В отличие от этого ежемесячные показания счетчиков, фиксирующих потребление энергии бытовыми абонентами, обычно неизвестны. Полезный отпуск электроэнергии бытовым абонентам определяют по поступившей за месяц оплате, поэтому вся неоплаченная энергия автоматически попадает в потери.

Расход электроэнергии на СН подстанций не является продукцией, оплачиваемой конечным потребителем, и с экономической точки зрения ничем не отличается от расхода электроэнергии в элементах сетей на передачу остальной ее части потребителям.

Занижение объемов полезно отпущенной электроэнергии приборами учета (недоучет) имеет такой же экономический характер, как и две описанные выше составляющие. То же самое можно сказать и о хищениях электроэнергии. Поэтому все четыре описанные выше составляющие потерь с экономической точки зрения одинаковы.

Фактические потери являются строго детерминированной величиной, жестко связанной с денежными средствами, полученными за проданную энергию. Задача «исправления» отчетных потерь на основе учета погрешностей счетчиков бессмысленна, так как не может привести к изменению объема полученных (и недополученных) денежных средств.

Потерянный рубль остается потерянным независимо от того, по какой причине и где он потерян. Но для того, чтобы принять наиболее эффективные меры по снижению потерь, необходимо знать, где и по каким причинам они происходят. В связи с этим основной задачей расчета и анализа потерь является определение их детальной структуры, выявление конкретных очагов потерь и оценка возможностей их снижения до экономически оправданных значений. Одним из методов такой диагностики потерь является анализ небалансов электроэнергии на объектах (подстанциях, предприятиях сетей) и в сетевых организациях.

1.3. Экономически обоснованный уровень потерь электроэнергии

Уровень технических потерь электроэнергии в сетях определяется решениями, принимаемыми на трех временных уровнях: концептуальном, эксплуатационно-реконструктивном и оперативном.

Принципы развития Единой энергетической системы (ориентация на крупные электростанции и протяженные линии электропередачи или сравнительно маломощные станции, расположенные в центрах нагрузки, и т. п.) закладываются на *концептуальном уровне*. Этому уровню соответствует наиболее широкий интервал возможных значений технических потерь. Например, в Германии и Японии потери электроэнергии в сетях находятся на уровне 4–5 %, а в Канаде и Норвегии, странах с протяженной территорией и концентрированной генерацией электроэнергии на мощных электростанциях – на уровне, близком к 10 %. Взаимное расположение электростанций и потребителей в каждой стране уникально, попытки найти «похожие» сети практически бессмысленны. Поэтому сама по себе информация о фактических потерях электроэнергии в сетях Голландии или Танзании может быть любопытной, но надо понимать, что конструктивных выводов для российских условий из этой информации сделать нельзя. Экономически обоснованный уровень технических потерь в сетях России может быть определен только на основании расчетов для конкретных схем и нагрузок сетей.

Более полезной была бы информация о коммерческих потерях в сетях различных стран. Однако если информация о фактических

потерях электроэнергии появляется в отчетах международных энергетических организаций, то о коммерческих потерях ее нет. С другой стороны, причины высоких коммерческих потерь понятны и без сопоставления уровней потерь в различных странах. Там, где уровень жизни низок, потери большие. Низкий уровень жизни – следствие невысокого уровня развития экономики и, соответственно, отсутствия средств, необходимых для наведения порядка. Нет средств на установку современных приборов учета. Нет средств на достойную оплату труда инспекторов энергосбыта. Есть понятные мотивы населения, крайне стесненного в материальных средствах, попытаться сэкономить на плате за электроэнергию. В Калмыкии, например, потери превышают 30 %. В Индии – 26 %. Организация труда в регионах с суровыми климатическими условиями и неразвитой инфраструктурой оставляет желать лучшего. Если на улице мороз под 40 градусов, а рабочие живут в теплушках, то повсеместное подключение нагревательных «козлов» помимо счетчиков неизбежно. А инспектору энергосбыта добраться до отдаленного региона, да еще в сезон метелей и снежных заносов, непросто. На Сахалине потери составляют более 30 %.

На *эксплуатационно-реконструктивном уровне* снижение потерь достигается за счет постепенной адаптации режимов и параметров сети к реально существующим нагрузкам и применения новых типов оборудования (более экономичных трансформаторов, компенсирующих устройств и т. п.). Возможности снижения потерь на этом уровне обычно не превышают 1,5 % от отпуска электроэнергии в сеть. При существенных (в 2–2,5 раза) различиях в базовых уровнях потерь в большинстве стран, данные по которым приводятся в Ежегодном бюллетене европейской статистики электроэнергии, тенденция их изменения составляет не более 0,05–0,08 % в год, несмотря на проведение активной энергосберегательной политики. Для реализации основных мероприятий по снижению потерь (МСП) эксплуатационного плана требуется несколько месяцев, а реконструктивного плана – как правило, несколько лет.

На *оперативном уровне* (диспетчерское управление режимами сетей в темпе процесса) резервы снижения потерь составляют около 0,2 % отпуска электроэнергии в сеть.

При принятии концептуальных решений потери электроэнергии не является основным фактором: развитие энергетической системы страны планируется исходя из размещения производственных мощностей, источников топливных ресурсов и природных условий – мощных рек для строительства гидроэлектростанций и т. п., а не значения потерь, хотя последнее является одним из учитываемых факторов. Основными временны́ми уровнями, на которых снижение

потерь электроэнергии рассматривается как самостоятельная задача, являются эксплуатационно-реконструктивный и оперативный.

Оперативные задачи, решаемые в рамках автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ), основаны на достаточно достоверной информации, получаемой от средств телеизмерений, на детерминированных алгоритмах определения оптимальных режимов (целей управления) и на телеуправлении устройствами их регулирования. Решения принимаются исходя из текущей ситуации; интегральная оценка эффективности решения производится на сравнительно непродолжительном интервале времени, определяемом, как правило, периодичностью работы переключающих устройств.

Более сложная ситуация характерна для решений, принимаемых на эксплуатационно-реконструктивном уровне. Однозначно определить оптимальный уровень потерь электроэнергии в сети можно лишь при известных нагрузках, стоимости электроэнергии и устройств, применяемых для снижения потерь. Появление устройств с новыми характеристиками (например, молекулярных конденсаторов промышленного изготовления или трансформаторов с резко сниженными потерями за счет использования явления сверхпроводимости), снижение стоимости известных устройств, обусловленное совершенствованием технологии их производства, изменение стоимости электроэнергии и тому подобные факторы изменяют оптимальное значение потерь и приоритеты в адаптации сети к новой оптимальной цели.

В связи с тем, что достоверный прогноз нагрузок на длительную перспективу затруднен (например, в 1985 г. никто не мог предполагать развития событий в 1990-х гг.), также как и предсказание сроков появления новых технических средств, решения, принимаемые на основе предположений о динамике изменения показателей на длительном периоде, часто оказываются неоптимальными. Поэтому основным направлением снижения потерь электроэнергии является адаптация режимов и параметров сети к условиям, прогнозируемым на несколько лет вперед и ежегодно корректируемым при появлении новой информации.

1.4. Небалансы электроэнергии

Свойство баланса – это физическое свойство любых процессов в природе. Количество электроэнергии, поступившей на объект, всегда равно сумме электроэнергии, ушедшей с объекта и израсходованной внутри него. Небалансы же являются следствием неточной фиксации составляющих баланса приборами учета электроэнергии,

а также наличием расхода, который не фиксируется приборами – технических потерь на объекте, определяемых расчетным путем, и коммерческих потерь, представляющих собой результат искажения реального потребления электроэнергии.

Когда говорят о *допустимых небалансах*, имеют в виду возможные погрешности измерительных комплексов и оценивают, насколько фактический небаланс можно объяснить этими причинами. При этом возникает вопрос о критерии допустимости. Известно, что в настоящее время приборы учета часто работают в ненормативных условиях, что приводит к увеличенным погрешностям, причем, как правило, возникает существенная систематическая погрешность в сторону недоучета электроэнергии. Небаланс в пределах этих погрешностей допусти́м в том смысле, что он может быть объяснен характеристиками приборов, и нет оснований говорить о наличии коммерческих потерь, но он недопустим в том смысле, что технические характеристики приборов не соответствуют требуемым при фактических потоках энергии. Слово «допустимый» при этом получает неоднозначную трактовку. Поэтому целесообразно использовать два термина, объединяемые общим названием «допустимые небалансы»: *технически допустимый небаланс* (ТДН) и *нормативный допустимый небаланс* (НДН). Первый определяется погрешностями устройств системы учета электроэнергии в реальных условиях их работы (хотя они могут не соответствовать требуемым), второй – при приведении параметров этих устройств в норму (в основном, путем их замены).

Важным аспектом правильного определения допустимых небалансов является учет технических потерь на объекте. Они определяются расчетным путем с присущими любому расчетному методу погрешностями. При определении допустимых небалансов эту часть расхода необходимо учитывать как показание виртуального счетчика с классом точности, соответствующим погрешности применяемого метода расчета потерь. При этом по аналогии с различной трактовкой допустимых небалансов при расчете допустимого технического небаланса следует учитывать погрешность *используемого* метода расчета технических потерь, а при расчете допустимого нормативного небаланса – погрешность метода, установленного для данного объекта в качестве *нормативного*. Нормативные методы расчета потерь в сетях различных классов напряжения должны быть установлены исходя из условия полного использования информации, получаемой от средств измерения. Например, проведение расчета потерь в основных сетях 220 кВ и выше, преимущественно оснащенных средствами телеизмерений, методом наибольших потерь, предусматривающим расчет всего одного режима, следует считать недопустимым.

В связи с невозможностью быстрого устранения коммерческих потерь в полном объеме их значения, признанные временно допустимыми, должны включаться в технически допустимый небаланс.

1.5. Нормирование потерь

1.5.1. Общие положения

Расчеты потерь электроэнергии в сетях проводят для решения задач, которые можно разделить на две группы: внутриобъектные технико-экономические задачи и задачи, связанные с взаимодействием с государственными и вышестоящими ведомственными организациями.

К внутриобъектным задачам относятся задачи повышения экономичности функционирования объекта, осуществляемые самим персоналом, эксплуатирующим объект: выявление очагов потерь, разработка мероприятий по их снижению, создание системы стимулирования персонала и т. п. Ко второму типу задач относятся задачи обоснования уровня потерь для формирования тарифов на электроэнергию (расчет нормативов потерь).

Для решения внутриобъектных задач требуется максимально возможная детализация расчетов с определением потерь в каждом элементе сети, выявлением зон повышенных технических и коммерческих потерь, технико-экономической оценкой целесообразности проведения конкретных мероприятий по их снижению и т. п. Эти расчеты могут проводиться для любой части сети отдельно (например, только для сети 110 кВ и выше или только для сетей 6–20 кВ и т. п.). Результаты расчетов для этой части сети не теряют своей ценности из-за того, что расчеты для других частей сети пока не проведены.

К расчетам потерь для обоснования их нормативов предъявляются другие требования, которые можно систематизировать следующим образом:

потери должны быть рассчитаны во всех элементах сетей всех напряжений, находящихся на балансе сетевой организации. Расчет потерь только в части сетей не может быть использован для обоснования тарифа на электроэнергию, устанавливаемого для сетевой (энергоснабжающей) организации в целом;

результаты расчета должны быть представлены в форме, обеспечивающей ясность обоснования, прозрачность структуры и динамики изменения потерь для неспециалиста в этой области. В отличие от внутриобъектных задач, пользователем результатов расчетов которых является инженерно-технический персонал самой сетевой

организации, результаты расчетов норматива потерь рассматривают сотрудники государственных служб по тарифам, которые не могут и не должны владеть всем объемом знаний и специфики электротехнических расчетов. Аналогичные требования предъявляются и к отчетности, представляемой в департаменты вышестоящих организаций, так как она анализируется, в основном, экономическими подразделениями, также не обязанными владеть спецификой электротехнических расчетов;

результаты расчетов должны содержать не только общий уровень потерь электроэнергии в сети, но и – в обязательном порядке – их структуру, а также оценку возможных резервов снижения каждой структурной составляющей, без чего бессмысленно говорить о нормальных потерях;

и, наконец, расчеты должны иметь легитимный характер. В связи с этим важным обстоятельством является факт узаконенности программ для подобных расчетов (наличие сертификата или другого документа, подтверждающего их соответствие действующим нормативным документам) и проверки достоверности использованной в расчетах исходной информации, проводимой по установленной процедуре (в настоящее время считается, что это обеспечивается экспертизой расчетов).

Рассматривая понятие норматива с позиций лексики, можно сказать, что нормирование потерь – это приведение потерь к норме. А чтобы привести их к норме, надо сказать, *что* мы понимаем под нормальными потерями. Если фактические потери не выше технических, то это нормально? Многие на этот вопрос ответят утвердительно. А почему это нормально, если в сетях существуют большие резервы снижения технических потерь экономически обоснованными способами?

Допустимо ли включать в норматив некоторую часть коммерческих потерь? Многие на этот вопрос ответят отрицательно. Вместе с тем в обычной жизни каждый индивид руководствуется более здравым положением: не стоит искать потерю, если затраты на ее поиск больше стоимости потери. Известно, например, что в некоторых западных странах хищения, не превышающие 1–1,5 % потребления энергии физическими лицами, де факто включаются в тариф (де юре таких документов нет). Считается экономически нецелесообразным искать конкретные места хищений в таких объемах, так как затраты на их поиск оказываются больше стоимости найденной электроэнергии. Для полного устранения хищений необходимо создавать соответствующие подразделения, оснащенные дорогостоящей техникой. Тариф будет ниже, если включить в него разумную часть коммерческих потерь, чем гораздо большие затраты на их искоренение. Законопослушная часть потребителей (не только население, а все потребители, поэтому на население будет относиться лишь небольшая часть) фактически оплачивает хищения энергии, и, хотя это представляется несправедливым, справедливый путь оказывается «себе дороже». Здравый смысл подсказывает, что в странах с более низким уровнем жизни населения в тариф приходится включать более высокое значение коммерческих потерь. И чем ниже уровень жизни в регионе, тем выше коммерческие потери и тем более обосновано включение их большей части в тариф. Очевидно, что их включение в тариф можно рассматривать только как временную меру. Осуществление полноценного учета потребляемой энергии – первоочередная задача поставщика энергии. Лучше было бы временно продавать часть энергии ниже ее действительной цены, но полноценно учитывать объемы потребления.

К сожалению, в соответствии с действующими в России правилами коммерческие потери официально нельзя включать в норматив. Бытует мнение, что коммерческие потери являются «безобразием», их устранение – проблема только энергоснабжающей организации и учитывать их при разработке тарифов аморально (вроде признания определенной части воровства нормальным явлением). Такое мнение аналогично утверждению, что наркомания является «безобразием», учитывать ее при финансировании здравоохранения не следует, а решение этой проблемы – задача медицинских учреждений на местах. Между тем обе эти проблемы носят социальный характер, выходящий за рамки «правильных» отношений, и являются фактически общественными проблемами. Во время путешествий автору приходилось видеть в Буэнос–Айресе (Аргентина) районы старых домов, в которых проживают, по нашей терминологии, лица «без определенного места жительства». В эти районы направляют одежду «секонд хэнд», старые марки работающих телевизоров: их выбрасывают некоторые пользователи, привыкшие видеть в своих квартирах только самые современные модели. Туда же *бесплатно* поставляется электроэнергия. Справедливо считается, что эти общественные затраты более приемлемы, чем беды, обусловленные ростом преступности людей, поставленных на грань физического выживания. Автору не удалось выяснить, кто оплачивает энергоснабжающей организации эту бесплатную электроэнергию. Очевидно, что не она сама берет на себя благотворительную миссию спасения населения от социальных бед. Скорее всего, это оплачивают муниципалитеты. Из налогов, которые платят те же законопослушные граждане. Закон баланса не обойдешь, за неоплаченную одними потребителями энергию все равно будут платить другие. Либо через повышенный тариф на электроэнергию, либо через на-

логи. По рассказам очевидцев, в Кейптауне (Южно-Африканская республика) такая же ситуация.

Для обеспечения реального снижения суммарных потерь нужно, в первую очередь, сделать их структуру действительно прозрачной. Необходимо директивно признать коммерческие потери объективной составляющей тарифа, ввести понятие *временно допустимого уровня коммерческих потерь* и обеспечить отсутствие отрицательных последствий для энергоснабжающих организаций, раскрывших действительную структуру потерь в своих сетях. При отсутствии разумного отношения к этой проблеме энергоснабжающие организации вынуждены использовать все возможности для завышения расчетных значений технологических потерь, включая в них бóльшую или меньшую часть коммерческих потерь.

Приведем краткое изложение толкований термина «норматив» в энциклопедических словарях.

Под нормативами понимаются расчетные величины затрат материальных ресурсов, применяемые в планировании и управлении хозяйственной деятельностью предприятий. Нормативы должны быть научно-обоснованными, прогрессивными и динамичными, то есть систематически пересматриваться по мере организационно-технических сдвигов в производстве. Различают перспективные и текущие нормы. Для их установления на практике используются три метода: аналитико-расчетный, опытно-производственный и отчетно-статистический.

Аналитико-расчетный метод наиболее прогрессивен и научно обоснован. Он базируется на сочетании строгих технико-экономических расчетов с анализом производственных условий и резервов экономии материальных затрат.

Опытно-производственный метод применяется, когда невозможно провести прямые технические расчеты. Нормы выводятся на основании испытаний, то есть эмпирическим путем.

Отчетно-статистический метод наименее обоснован. Нормы на очередной плановый период устанавливают по отчетно-статистическим данным о расходе материалов за истекший период.

Хотя изложенное выше приведено в словарях для материальных ресурсов в широком плане, оно целиком отражает требования, предъявляемые к нормированию потерь электроэнергии. Вместе с тем анализ многих публикаций, в названии которых содержатся слова «принципы нормирования», показывает, что авторы неправомерно отожествляют результаты расчета технологических потерь с нормативом фактических потерь. На самом деле нормирование потерь начинается после расчета технологических потерь, на базе его результатов, но сам расчет потерь нормированием не является.

Нормирование потерь – это процедура установления для рассматриваемого периода времени приемлемого (нормального) по экономическим критериям уровня фактических потерь (норматива потерь), значение которого определяют на основе рассчитанной структуры потерь и анализа возможностей снижения в планируемом периоде *каждой составляющей* этой структуры. Под нормативом отчетных потерь необходимо понимать сумму нормативов четырех составляющих укрупненной структуры потерь, каждая из которых имеет самостоятельную природу и, как следствие, требует индивидуального подхода к определению ее нормального уровня. Норматив каждой составляющей потерь должен определяться на основе расчета ее фактического уровня и анализа возможностей реализации выявленных резервов ее снижения.

Если вычесть из фактических потерь все имеющиеся резервы их снижения в полном объеме (не только эксплуатационные резервы, но и снижение, достигаемое за счет дополнительных капиталовложений), результат можно назвать *оптимальными потерями при существующих нагрузках сети и существующих ценах на оборудование.*

Этот уровень потерь имеет главным образом теоретический интерес, так как осуществить все мероприятия в короткий период времени нереально. Расчетный уровень оптимальных потерь будет из года в год изменяться, так как будут меняться нагрузки сети и цены на оборудование. Если же норматив потерь определен по перспективным нагрузкам сети с учетом эффекта от реализации всех экономически обоснованных мероприятий, его можно назвать *перспективным нормативом*, например, «Перспективный норматив потерь на 2012 г. (оценка 2009 г.)». По мере постепенного уточнения исходных данных перспективный норматив также необходимо периодически уточнять.

Для внедрения всех экономически обоснованных мероприятий требуется определенный срок. Поэтому при определении норматива потерь на предстоящий год следует учитывать эффект лишь от тех мероприятий, которые реально могут быть проведены за этот период (с учетом времени их реализации в течение года). Такой норматив можно назвать *текущим нормативом.*

Норматив потерь определяют при конкретных значениях нагрузок сети. Перед планируемым периодом эти нагрузки определяют на основе прогнозных расчетов. Поэтому для рассматриваемого года можно выделить два значения такого норматива: *прогнозное* (определенное по прогнозируемым нагрузкам) и *фактическое* (определенное в конце периода по состоявшимся фактическим нагрузкам).

Что касается норматива потерь, включаемых в тариф, то здесь всегда используется его прогнозное значение (тариф задним числом

не исправишь, хотя возникшее несоответствие можно было бы использовать для корректировки норматива следующего года). Фактическое же значение норматива целесообразно использовать при рассмотрении вопросов премирования персонала. При существенном изменении схем и режимов работы сетей в отчетном периоде потери могут как существенно снизиться (в чем нет никакой заслуги персонала), так и увеличиться, «похоронив» его целенаправленную работу по снижению потерь. Отказ от корректировки прогнозного норматива несправедлив в обоих случаях.

1.5.2. Закономерности изменения составляющих потерь

Нагрузочные потери связаны с электропотреблением квадратичной зависимостью. Электрические сети высоких напряжений, построенные в расчете на гораздо больший уровень электропотребления, чем сложившийся в настоящее время, по-видимому, еще достаточно долго останутся теми же самыми. Поэтому наблюдающийся ежегодный рост электропотребления будет приводить к объективному росту нагрузочных потерь. Потери холостого хода на эксплуатируемом оборудовании будут оставаться практически постоянными. Вместе с тем происходит определенное развитие сетей более низких напряжений, в основном 0,4 кВ, обусловленное развитием малого бизнеса и увеличением потребления бытового сектора. Строительство новых линий 0,4 кВ приводит к некоторому снижению роста нагрузочных потерь по сравнению с квадратичной зависимостью, а увеличение протяженности существующих линий 0,4 кВ (добавление новых участков) – к росту, превышающему квадратичный характер. На практике имеют место обе ситуации, поэтому в первом приближении при нормировании нагрузочных потерь можно ориентироваться на чисто квадратичную зависимость от роста уровня электропотребления. Квадратичный характер роста нагрузочных потерь в абсолютных единицах соответствует линейному характеру в относительных единицах (процентах).

Потери холостого хода, оставаясь постоянными в абсолютных единицах (если состав основного оборудования сохраняется постоянным), в относительных единицах (процентах) будут линейно снижаться. Суммарные технические потери в планируемом периоде при коэффициенте роста отпуска энергии в сеть в планируемом периоде k_W составят, %

$$\Delta W_{\text{техн}} = \Delta W_{\text{нагр}}\, k_W + \Delta W_{\text{пост}} / k_W, \qquad (1.1)$$

где $\Delta W_{\text{нагр}}$ и $\Delta W_{\text{пост}}$ – нагрузочные и постоянные потери в базовом периоде.

Если, например, для базового периода $\Delta W_{\text{нагр}} = 7$ % и $\Delta W_{\text{пост}} = 4$ %, а в планируемом периоде происходит рост отпуска энергии на 5 % ($k_W = 1{,}05$), то суммарные технические потери в планируемом периоде составят

$$\Delta W_{\text{техн}} = 7 \cdot 1{,}05 + 4/1{,}05 = 11{,}16\ \%.$$

Именно этот объективный рост потерь должен учитываться при определении норматива. Недоучет электроэнергии будет изменяться в соответствии с разнонаправленностью влияющих факторов: рост потребления приведет к увеличению загрузки ТТ, что снизит их относительную погрешность, а увеличивающийся срок службы счетчиков приведет к увеличению погрешности.

На практике нагрузочные потери превышают потери холостого хода, поэтому технические потери в целом в ближайшие годы будут иметь нормальную тенденцию к росту. Вместе с тем в сетях энергоснабжающих организаций существуют экономически обоснованные возможности снижения всех составляющих потерь, наиболее существенные в части коммерческих потерь. Поэтому норматив фактических потерь должен год от года снижаться. Динамика постепенного снижения норматива потерь от существующего уровня до экономически обоснованного иллюстрируется рис. 1.2.



Рис. 1.2. Динамика снижения норматива потерь электроэнергии до экономически обоснованного уровня

Здесь следует упомянуть термин «планирование от достигнутого», который часто трактуется в негативном плане. На самом деле мы всегда находимся в достигнутой точке, и планирование без опоры на достигнутый уровень показателя лишено практической основы. Экономически обоснованный уровень является перспективной целью, однако шаги по его достижению всегда будут планироваться от достигнутого уровня. Негативным является не сам принцип планирования от достигнутого, а существовавшая неправильная практика его применения, когда экономически обоснованный уровень потерь не известен, а их снижение планируется в обязательном порядке, хотя в ряде случаев оно может оказаться экономически нецелесообразным. Вместе с тем очевидно, что в настоящее время во всех энергоснабжающих организациях существуют значительные резервы снижения потерь (особенно если фактические потери превышают 15 %), поэтому даже при отсутствии расчета экономически обоснованного уровня планировать их снижение от достигнутого уровня необходимо.

Возможны различные организационные подходы к установлению нормативов потерь. Плохо, когда перспективный план снижения норматива, согласованный с государственным регулирующим органом, отсутствует, а ежегодное рассмотрение норматива начинают «с нуля», принимая во внимание только уровень прошлого года.

При наличии перспективного плана он должен браться за основу, и рассматривать следует обоснования отклонения от этого плана. Мероприятия по снижению потерь должны быть рассмотрены при разработке перспективного плана, так как они носят преимущественно долговременный характер. Их проведение является внутренним делом энергоснабжающей организации. Задачей регулирующего органа является установление целевого показателя, а не детальное рассмотрение способов, с помощью которых энергоснабжающая организация будет его достигать. Поэтому ежегодное представление объемного плана МСП с большим количеством малоэффективных мероприятий, явно не «делающих погоды», представляется излишним.

Для практической реализации стратегии снижения потерь энергоснабжающая организация должна иметь средства на соответствующие мероприятия. При больших фактических потерях объем средств, поступающих в качестве платы за электроэнергию, недостаточен для покрытия всех необходимых расходов, и в каждый момент времени находятся более важные цели и статьи затрат, чем МСП (оплата труда персонала, неотложные меры по ремонту и реконструкции сетей и т. п.). В этих условиях важно создать механизм,

обеспечивающий наличие средств на эти мероприятия и контроля за их расходованием. Наличие средств можно обеспечить временным включением коммерческих потерь в тариф. Было бы целесообразно в каждой энергоснабжающей организации создать специальный целевой счет финансирования МСП. При этом в первый год работы организации с прозрачной структурой потерь (то есть с честным указанием всех четырех составляющих потерь, включая коммерческие) в качестве норматива принимают фактический уровень потерь отчетного года. Определенную часть средств, получаемых энергоснабжающей организацией от реализации электроэнергии (например, 1 %), предписывается в обязательном порядке отчислять на целевой счет.

Очевидно, что эффект от проведения мероприятий (стоимость электроэнергии, сэкономленной за счет снижения потерь) должен корреспондироваться со стоимостью выделяемых средств. При установлении предельного срока окупаемости, например, в 2 года целевые отчисления в размере 1 % стоимости реализованной энергии соответствуют снижению потерь не менее чем на 0,5 % отпуска электроэнергии в сеть. В этом случае нет особой необходимости согласовывать план МСП, так как минимальное (гарантированное) их снижение жестко связано с размером целевых отчислений.

Предполагая равномерное освоение средств на МСП в течение года, в первом планируемом году снижение потерь должно составить не менее 0,25 % отпуска электроэнергии в сеть. На это значение производится снижение норматива потерь за счет эффекта от МСП. В последующие годы при сохранении того же объема отчислений снижение норматива потерь производится на 0,5 %. Указанное снижение необходимо производить с учетом объективного роста технических потерь в соответствии с формулой (1.1). В случае существенных нарушений энергоснабжающей организацией правил целевого использования этих средств ужесточение норматива на следующий год должно осуществляться в повышенной мере. Такой подход обеспечивает гарантию реального проведения МСП, так как решает вопрос с их финансированием. Для энергоснабжающей организации альтернатива очевидна: либо тарифы на 1 % выше, но этот 1 % нельзя никуда использовать, кроме как на МСП, либо тарифы на 1 % ниже. Все приведенные цифры даны для пояснения принципа рассмотренного подхода; их значения на практике должны определяться с учетом конкретных условий.

Задачей экспертных организаций должна являться не проверка ежегодных обоснований норматива потерь, а разработка совместно с энергоснабжающей (сетевой) организацией перспективного плана

снижения норматива. Принятый в настоящее время метод нормирования потерь электроэнергии, предполагающий обоснование их величины с помощью расчетов технологических потерь на основе известных электротехнических законов и реальных схем и нагрузок сетей, хорош. Но хрупок. Неправильная практика применения может «обнулить» все его преимущества. Достаточно, например, поручить проверку расчетов экспертным организациям, работа которых оплачивается самими проверяемыми организациями. Юрист, получающий от меня деньги, работает в моих интересах. Юрист, получающий деньги от другой стороны, работает в ее интересах. И результаты их работы оказываются различными, хотя рассматривается одна и та же ситуация. Как вы считаете, читатель, этично ли получить деньги за работу и сознательно навредить заказчику (читай – выдать объективное заключение о том, что норматив потерь в два раза ниже их фактического уровня)? И захочет ли кто-нибудь в будущем воспользоваться услугами такой экспертной организации?

Подобная ситуация сейчас характерна для российских условий. Хотя, казалось бы, выход прост. Все организации, для которых требуется установление норматива потерь, могли бы перечислять в единый фонд установленный процент от стоимости продаваемой электроэнергии (объем перечисляемых средств окажется ниже, чем нынешняя оплата экспертизы). Конкурс между экспертными организациями должна проводить организация, распоряжающаяся фондом. Оплачивает работу также она. За качество работы экспертные организации отвечают перед фондом, а не перед объектом проверки. Тут уж поневоле будешь максимально объективно считать потери, так как в противном случае при следующем конкурсе фонд не включит тебя в список конкурсантов.

В последнее время наметилась тенденция снижения потерь в сетях. Каждый участник работ в этой области склонен объяснять это своими усилиями: руководство – выпуском соответствующих приказов, организаторы громоздкой процедуры нормирования – своими действиями. Основной же причиной, по мнению автора, является общее оздоровление экономики, завершение переходных процессов в энергетике и естественное желание каждого руководителя увеличить прибыль своего предприятия, даже если никакие внешние воздействия на предприятие не оказываются. Поэтому основной задачей инженерного персонала сетей должно быть не желание «насчитать побольше», а проведение объективных расчетов потерь, выявление их очагов и разработка мероприятий по их снижению.

Основное внимание в книге уделено способам решения именно этой задачи.

1.6. Термины и определения

Фактические (отчетные) потери электроэнергии – разность между электроэнергией, поступившей в сеть, и электроэнергией, отпущенной потребителям, определяемая по данным системы учета поступления и полезного отпуска электроэнергии.

Технические потери электроэнергии – потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами в проводах и электрооборудовании, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям.

Расход электроэнергии на СН подстанций – расход электроэнергии, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала, определяемый по показаниям счетчиков, установленных на трансформаторах СН подстанций.

Система учета электроэнергии на объекте – совокупность измерительных комплексов, обеспечивающих измерение поступления и отпуска электроэнергии на объекте и включающих в себя измерительные ТТ, ТН, электросчетчики, автоматизированные системы учета, соединительные провода и кабели.

Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями приборов ее учета – недоучет электроэнергии, обусловленный техническими характеристиками и режимами работы приборов учета электроэнергии на объекте (отрицательная систематическая составляющая погрешности системы учета).

Технологические потери – сумма технических потерь, расхода электроэнергии на СН подстанций и потерь, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии.

Коммерческие потери – потери, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате электроэнергии и другими причинами в сфере организации контроля потребления энергии.

Укрупненная структура фактических потерь электроэнергии – представление фактических потерь в виде четырех составляющих: технических потерь, расхода электроэнергии на СН подстанций, потерь, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии на объекте, и коммерческих потерь.

Территориально-схемная структура фактических потерь электроэнергии – представление укрупненных составляющих отдельно по различным объектам сети (районам, питающим центрам, фидерам и т. п.).

Групповая структура технических потерь электроэнергии – представление технических потерь в виде составляющих, объединенных

общим признаком: одинаковым номинальным напряжением, типом оборудования, характером изменения во времени (переменные, условно-постоянные), обусловленности (нагрузочные, холостого хода, зависящие от климатических условий), административным делением и т. п.

Поэлементная структура технических потерь электроэнергии – представление технических потерь в виде составляющих, относящихся к каждому элементу электрической сети.

Допустимая фактическая погрешность системы учета электроэнергии – диапазон возможных значений погрешности системы учета электроэнергии, соответствующий фактическим характеристикам и режимам работы измерительных устройств, входящих в систему учета.

Нормативная погрешность системы учета электроэнергии – диапазон возможных значений погрешности системы учета электроэнергии, соответствующий нормативным (установленным ПУЭ и другими документами) характеристикам и режимам работы измерительных устройств, входящих в систему учета.

Фактический небаланс электроэнергии на объекте (ФНЭ) – разность между электроэнергией, поступившей на объект, и суммой трех составляющих: электроэнергии, отпущенной с объекта, расхода электроэнергии на СН подстанций и технических потерь в оборудовании объекта.

Примечание. Под объектом понимается любой комплекс электротехнических устройств, поступление электроэнергии на который и отпуск электроэнергии с которого фиксируются с помощью приборов учета (подстанция, сетевая организация и т. п.).

Технически допустимый небаланс электроэнергии (ТДН) – диапазон возможной разности между электроэнергией, поступившей на объект, и суммой указанных выше трех составляющих, определяемый допустимой погрешностью установленной на объекте системы учета электроэнергии.

Нормативный допустимый небаланс электроэнергии (НДН) – диапазон возможной разности между электроэнергией, поступившей на объект, и суммой указанных выше трех составляющих, определяемый нормативной погрешностью системы учета электроэнергии, соответствующей фактическим потокам электроэнергии через точки учета, и допустимым уровнем коммерческих потерь.

Анализ потерь электроэнергии – оценка приемлемости уровня потерь с экономической точки зрения, выявление причин превышения допустимых небалансов электроэнергии на объекте в целом и его частях, выявление территориальных зон, групп элементов и отдельных элементов с повышенными потерями (очагов потерь), определение количественного влияния на отчетные потери и их структурные составляющие параметров, характеризующих режимы передачи электроэнергии.

Мероприятие по снижению потерь электроэнергии (МСП) – мероприятие, проведение которого экономически оправдано за счет получаемого снижения потерь электроэнергии (в обосновании МСП приведены требуемые затраты, получаемая экономия электроэнергии, срок окупаемости затрат или другие показатели экономической эффективности).

Мероприятие с сопутствующим снижением потерь электроэнергии – мероприятие, проводимое для улучшения других показателей работы объекта (например, надежности) и приводящее к одновременному снижению потерь электроэнергии, затраты на которое не окупаются только за счет снижения потерь. Некоторые мероприятия могут приводить к сопутствующему увеличению потерь.

Резервы снижения потерь электроэнергии – снижение потерь, которое может быть получено при внедрении экономически обоснованных МСП.

Нормирование потерь электроэнергии – установление приемлемого (нормального) по техническим и экономическим критериям уровня потерь электроэнергии (*норматива потерь*), включаемого в тарифы на электроэнергию.

Нормативная характеристика технологических потерь электроэнергии (НХТП) – зависимость нормального уровня потерь электроэнергии от объемов ее поступления в сеть и отпуска из сети по точкам учета, отражаемым в балансе электроэнергии.

Глава 2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

2.1. Нагрузочные потери

2.1.1. Общие положения расчетов нагрузочных потерь мощности и электроэнергии

Нагрузочные потери активной мощности ΔP в трехфазном элементе сети с сопротивлением фазы R и током в фазе I определяют по формуле

$$\Delta P = 3 I^2 R.$$

Полная мощность, передаваемая по элементу сети S, ток в фазе I, фазное U_ϕ и линейное U напряжения связаны соотношениями:

$$S = 3U_\phi I = \sqrt{3} U I;$$

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U}.$$

С учетом этих соотношений формула для нагрузочных потерь может быть записана в следующих видах:

$$\Delta P = \frac{S^2}{U^2} R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \Delta P_P + \Delta P_Q = \frac{P^2\left(1 + \mathrm{tg}\varphi^2\right)}{U^2} R, \qquad (2.1)$$

где P и Q – активная и реактивная мощности, передаваемые по элементу;

$\mathrm{tg}\,\varphi$ – коэффициент реактивной мощности;

ΔP_P и ΔP_Q – составляющие потерь активной мощности, обусловленные передачей активной и реактивной мощности.

Напряжение, используемое в формуле (2.1), должно относиться к узлу, в котором заданы значения P и Q (если P и Q заданы в начальной точке ветви, то и U должно соответствовать этой точке, и наоборот).

Значения P и Q в ветвях сети обычно изначально неизвестны, а известны нагрузки в ее узлах (на подстанциях). Целью расчета установившегося режима (УР) является определение значений P и Q

в каждой ветви сети по данным об их значениях в узлах. Потери мощности в сети в целом определяются как сумма значений, рассчитанных для каждого элемента по формуле (2.1).

Потери электроэнергии представляют собой сумму потерь мощности во всех режимах расчетного периода. Для того чтобы рассчитать все часовые режимы (720–744 режима в месяце и 8760 в году), необходимо знать нагрузки узлов в каждом из этих режимов. Осуществить такой расчет на практике возможно только при наличии системы телеизмерений (ТИ) нагрузок, автоматически поставляющей данные о текущих нагрузках узлов в вычислительный центр. Если же измеряются нагрузки ветвей, то нет необходимости проводить и расчет УР, достаточно суммировать потери мощности, рассчитанные для каждой ветви по формуле (2.1).

Вместе с тем известно, что средствами ТИ в настоящее время оснащены далеко не все, даже основные, сети напряжением 110 кВ и выше. Тем более нет оснований ожидать, что в ближайшем будущем ими будут оснащены все радиальные сети 35 кВ и ниже. Поэтому возникает задача расчета потерь электроэнергии за расчетный период (месяц, год) на основе расчета потерь мощности в ограниченном числе входящих в этот период режимов.

Значения P и Q в узлах нагрузки и генерации энергии могут быть известны для каждого часа суток из контрольных замеров. Они, как правило, осуществляются два раза в год – в один из рабочих дней июня (летний замер) и декабря (зимний замер). Очевидно, что данные замеры не могут полностью характеризовать нагрузки в другие дни расчетных периодов, которыми, как правило, являются каждый месяц, квартал или год.

Интегральным показателем режимов за расчетный период является энергия, потребленная (генерированная) в узле. Однако по энергии можно определить лишь среднюю нагрузку узла. Суточные графики P и Q в расчетном месяце можно определить, используя значение энергии в расчетном месяце и *конфигурацию* суточного графика нагрузки в день контрольных замеров. Однако при этом встает вопрос, конфигурацию какого графика использовать при расчете потерь, например, за апрель, имея графики за июнь и декабрь прошлого года? Рекомендации по искусственному восстановлению отсутствующих графиков описаны в данной главе. Очевидно, что при этом приходится применять некоторые допущения, что всегда в той или иной мере увеличивает погрешность расчета.

В формуле (2.1) все величины изменяются во времени: нагрузки P и Q – вследствие включения и отключения ЭП, напряжения в узлах – вследствие изменения нагрузок и действия устройств РН,

сопротивления линий – вследствие изменения температуры проводов, вызванного изменением температуры окружающего воздуха и нагревом провода протекающим по нему током. Для расчета потерь электроэнергии в этой ситуации необходимо потери мощности в рассчитанных режимах умножить на определенные тем или иным способом *интегрирующие множители*, численные значения которых рассчитывают на основе данных о графике суммарной нагрузки сети, графике напряжения в контрольном узле и среднемесячных температурах окружающего воздуха.

Объем и характер исходных данных о схемах и нагрузках сетей различных классов напряжения существенно различаются, поэтому для расчета потерь электроэнергии в них применяются разные методы.

Сети 110 кВ и выше. На подстанциях этих сетей, как правило, проводятся описанные выше контрольные замеры, поэтому в расчете потерь может использоваться наиболее полная информация – значения энергии, потребленной в узлах за расчетный месяц, и *конфигурация* суточных графиков нагрузки в дни контрольных замеров.

Сети 35 кВ. На некоторых подстанциях этих сетей значения P и Q измеряются не во все часы суток, а лишь в показательные часы (утреннего и вечернего максимумов и ночного минимума). При отсутствии почасовых суточных графиков на подстанциях приходится ориентироваться только на значения энергии, потребленной в узлах за расчетный месяц, и данные о числе часов использования максимальной нагрузки сети (коэффициенте заполнения графика нагрузки).

Сети 6–20 кВ. Для этих сетей известны схемы фидеров и отпуск электроэнергии в каждый фидер по головному участку (суммарное потребление энергии с учетом потерь энергии в фидере). Потребление энергии в узлах сети может быть известно только на части трансформаторных подстанций (ТП) 6–20/0,4 кВ, подключенных к сети. Разность отпуска электроэнергии в фидер и суммарного потребления энергии ТП, для которых эти значения известны, и отпуска электроэнергии непосредственно с напряжения 6–20 кВ (транзит) представляет собой суммарное потребление энергии теми ТП, для которых данные о потреблении энергии отсутствуют. Для определения приближенных значений энергии на каждой из таких ТП обычно принимают допущение о распределении суммарного потребления энергии этими ТП пропорционально их номинальной мощности. Иногда из контрольных замеров известны данные о коэффициентах загрузки этих ТП, позволяющие приблизить расчетное распределение суммарной нагрузки к фактическому. Затем с помощью итерационного расчета режима «снизу вверх» и «сверху вниз» добиваются равенства суммы узловых нагрузок и потерь в сети заданной нагрузке головного участка. Таким способом определяются приблизительные нагрузки этих ТП.

Схемы и параметры элементов сетей 6–20 кВ и выше предполагаются известными. Отличием расчетов является то, что для сетей 35 кВ и выше узловые нагрузки известны изначально, а суммарная нагрузка получается в результате расчета, а для сетей 6–20 кВ изначально известна суммарная нагрузка, а узловые нагрузки части ТП получают в результате расчета. Так как в сетях 6–20 кВ и выше нагрузки фаз практически одинаковы, то при расчете режимов используют однолинейную схему, то есть фактически схему одной фазы.

Сети 0,4 кВ. При известных схемах этих сетей для расчета потерь могут использоваться те же методы, что и для сетей более высоких напряжений. Особенностью таких сетей является неодинаковость нагрузок фаз, а также наличие неполнофазных участков (двухфазных и однофазных ответвлений от магистрали). Большинство нагрузок в этих сетях однофазные, подключенные между фазным и нулевым проводами на напряжение 0,23 кВ. Несмотря на то что нагрузки стараются присоединить к трехфазной сети равномерно между фазами, это не всегда удается. Кроме того, включение и отключение абонентами ЭП происходит независимо друг от друга. Поэтому расчет режимов сетей 0,4 кВ необходимо проводить по каждой фазе, имеющей свою схему и свои нагрузки.

Учет этих факторов необходим при расчете отклонений напряжения в узлах сети и определения их соответствия требованиям стандарта на качество электроэнергии. В настоящее время такие расчеты обычно делают только для выборки сетей. Большое число линий 0,4 кВ, трудоемкость введения в программы информации об их схемах, отсутствие достоверных данных о нагрузках затрудняют проведение такого расчета для всех линий, находящихся на балансе подразделения. В то же время для многих практических задач (составление баланса электроэнергии, расчет потерь электроэнергии для целей их нормирования и т. п.) достаточно рассчитать суммарные потери в этих сетях. Как будет показано далее, суммарные потери могут быть с приемлемой точностью определены и на основе обобщенных параметров таких сетей – количества линий, отходящих от ТП 6–20/0,4 кВ, сечений их головных участков и суммарных длин магистралей, двухфазных и однофазных ответвлений – без использования полных схем линий.

2.1.2. Характеристики графиков нагрузки

При расчете интегрирующих множителей обычным является допущение о чисто квадратичной зависимости нагрузочных потерь от нагрузки. При этом допущении интегрирующий множитель M_p для определения потерь электроэнергии по потерям мощности, рассчитанным для режима с нагрузкой P_p, определяют по формуле, ч:

$$M_p = \sum_{i=1}^{n} P_i^2 \Delta T_i / P_p^2, \qquad (2.2)$$

где P_i – нагрузка на i-й ступени графика нагрузки;
n – число ступеней графика;
ΔT_i – продолжительность i-й ступени графика.

Значение M_p выражается в тех же единицах, что и ΔT, и физически представляет собой эквивалентную продолжительность режима с нагрузкой P_p, в течение которой потери мощности ΔP_p приведут к таким же потерям энергии, что и при ее потреблении по реальному графику. Если ΔP_p рассчитано для режима максимальной нагрузки, то M_p представляет собой число часов максимальных потерь τ. Если ΔP_p рассчитано при нагрузке меньше максимальной, то M_p будет больше числа часов максимальных потерь и в некоторых случаях оно может оказаться даже больше продолжительности расчетного периода T. Эта ситуация может наблюдаться при расчете M_p для элемента сети, потери электроэнергии в котором относят не к его максимальной нагрузке, а к его нагрузке в режиме максимальной нагрузки сети в случае, когда эти два режима не совпадают во времени.

В силу того, что интегрирующие множители используют для расчета потерь за расчетные периоды различной продолжительности, запишем формулу (2.2) в относительных единицах:

$$M_0 = \sum_{i=1}^{n} P_i^2 \Delta T_i / \left(P_p^2 T\right). \qquad (2.3)$$

Аналогичное выражение можно записать и для графика реактивной мощности. Абсолютное значение множителя определяют умножением относительной величины на продолжительность расчетного периода.

На практике в качестве расчетных режимов используют либо режим максимальной нагрузки сети $P_{макс}$, определяемой по контрольным замерам, либо средней $P_{ср}$, определяемой по показаниям счетчиков. В первом случае интегрирующий множитель представляет собой относительное число часов наибольших (максимальных) потерь:

$$\tau_0 = \sum_{i=1}^{n} P_i^2 \Delta T_i / \left(P_{макс}^2 T\right). \qquad (2.4)$$

Метод, использующий величину τ_0, называется *методом наибольших потерь*.

Во втором случае интегрирующий множитель является произведением T на квадрат коэффициента формы графика нагрузки, определяемый по формуле

$$k_ф^2 = \sum_{i=1}^{n} P_i^2 \Delta T_i / \left(P_{ср}^2 T\right). \qquad (2.5)$$

Метод, использующий величину $k_ф^2$, получил название *метода средних нагрузок*. Величины (2.4) и (2.5) связаны между собой соотношением

$$\tau_0 = k_з^2 k_ф^2, \qquad (2.6)$$

где $k_з$ – коэффициент заполнения графика (относительное число часов использования максимальной нагрузки).

Значение τ_0 для реальных графиков нагрузки меньше единицы, $k_ф^2$ – больше единицы, и лишь для графика, выраженного прямой линией (узел с неизменной нагрузкой), $\tau_0 = k_ф^2 = 1$. В расчетах потерь электроэнергии всегда используется значение квадрата коэффициента формы графика. Сам коэффициент формы графика обычно не определяют. Поэтому в дальнейшем для краткости используется термин «коэффициент формы графика», под которым понимается его квадрат.

Оба описанных метода технологически мало отличаются друг от друга; они исходят из расчета потерь мощности только в одном режиме: в первом случае – максимальных нагрузок, во втором – средних нагрузок. В дальнейшем эти методы называются, соответственно, метод 1 и метод 2.

Коэффициент заполнения графика нагрузки $k_з$ определяют по формуле

$$k_з = \frac{W}{P_{макс} T} = \frac{T_{макс}}{T} = \frac{P_{ср}}{P_{макс}} \qquad (2.7)$$

где W – электроэнергия, отпущенная в сеть за расчетный период.

Значение $k_з$ определяется соответствующими этому периоду значениями энергии W и максимальной нагрузки $P_{макс}$. В летние месяцы график может быть достаточно плотным и иметь значение $k_з$ выше, чем в зимние месяцы. Однако его влияние на $k_{з.г.}$ для годового периода будет даже меньше, чем для зимнего месяца $k_{з.з.}$, так как потребление в летние месяцы будет соотноситься с зимним максимумом нагрузки. Соотношение значений $k_{з.г.}$ и $k_{з.з.}$ отражается формулой $k_{з.г.} = k_{з.з.} W_{ср}/W_з$, где $W_{ср}$ – среднемесячное потребление энергии, а $W_з$ – потребление за зимний месяц. Потребление за зимний

месяц, как правило, больше среднегодового, поэтому для годового периода $k_з$ и τ_0 меньше, а $k_ф^2$ больше, чем для зимнего месяца.

Если значение τ_0 рассчитано для суточного графика дня контрольных замеров, (обозначим его τ_c), то его значение для года рассчитывают по формуле

$$\tau_0 = \tau_c \tau_м \tau_N, \qquad (2.8)$$

где $\tau_м$ – коэффициент, учитывающий неодинаковость потребления энергии в различные сутки расчетного месяца;

τ_N – коэффициент, учитывающий неодинаковость потребления энергии в различные месяцы года.

Значения $\tau_м$ рассчитывают по формуле

$$\tau_м = \sum_{i=1}^{n} W_i^2 / \left(W_{макс}^2 \, n\right), \qquad (2.9)$$

где W_i – отпуск электроэнергии в сеть за i-е сутки месяца;

$W_{макс}$ – то же, за сутки, для которых рассчитано значение τ_c;

n – число суток в месяце.

При отсутствии данных об отпуске электроэнергии в сеть за каждые сутки месяца значение $\tau_м$ можно рассчитать по формуле

$$\tau_м = \frac{Д_р + k_н^2 Д_{нр}}{(1{,}04 - 0{,}04 k_н) Д_м}, \qquad (2.10)$$

где $k_н$ – отношение энергии, потребляемой в средний нерабочий и средний рабочий дни;

$Д_р$ и $Д_{нр}$ – число рабочих и нерабочих дней в расчетном месяце;

$Д_м$ – общее число дней в расчетном месяце; поправочный коэффициент $(1{,}04 - 0{,}04 k_н)$ учитывает неодинаковость значений энергии, потребляемой в различные нерабочие и рабочие дни.

Значение τ_N рассчитывают по формуле

$$\tau_N = \sum_{i=1}^{N} W_{мi}^2 / \left(N W_{мр}^2\right), \qquad (2.11)$$

где $W_{мр}$ – отпуск электроэнергии в сеть в расчетном месяце;

$W_{мi}$ – отпуск электроэнергии в i-м месяце расчетного периода;

N – число месяцев в расчетном периоде.

Если значение $k_ф^2$ рассчитано для суточного графика (обозначим его $k_{фс}^2$), то его значение для года рассчитывают по формуле

$$k_ф^2 = k_{фс}^2 \, k_{фм}^2 \, k_{фN}^2, \qquad (2.12)$$

где $k_{фм}^2$ – коэффициент формы графика суточных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу суток в расчетном месяце);

$k_{фN}^2$ – коэффициент формы графика месячных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу месяцев в расчетном периоде).

Коэффициент $k_{фм}^2$ определяют по формуле

$$k_{фм}^2 = \sum_{i=1}^{Д} W_i^2 / \left(W_{ср.сут.}^2 \, Д_м\right), \qquad (2.13)$$

где W_i – отпуск электроэнергии в сеть за i-е сутки месяца;

$W_{ср}$ – среднесуточный отпуск электроэнергии.

При отсутствии данных об отпуске электроэнергии в сеть за каждые сутки месяца коэффициент $k_{фм}^2$ определяют по формуле

$$k_{фм}^2 = (1{,}04 - 0{,}04 k_н) \frac{\left(Д_р + k_н^2 Д_{н.р}\right) Д_м}{\left(Д_р + k_н Д_{н.р}\right)^2}. \qquad (2.14)$$

Значение $k_{фN}^2$ рассчитывают по формуле

$$k_{фN}^2 = \sum_{i=1}^{N} W_{мi}^2 / \left(N W_{ср.мес.}^2\right), \qquad (2.15)$$

где $W_{мi}$ – отпуск электроэнергии в сеть за i-й месяц расчетного периода;

$W_{ср.мес}$ – среднемесячный отпуск электроэнергии в сеть за месяцы расчетного периода;

N – число месяцев в расчетном периоде.

Для расчета τ_0 и $k_ф^2$ по формулам (2.4) и (2.5) необходим график нагрузки. Для основной сети такая информация имеется: ее суммарная нагрузка постоянно регистрируется на диспетчерском пункте. Для радиальных сетей 35–110 кВ, а тем более 6–20 кВ график нагрузки головного участка обычно отсутствует. В этом случае значения τ_0 и $k_ф^2$ определяют по приближенным формулам (прил. 1):

$$\tau_0 = \frac{k_з + 2k_з^2}{3}; \qquad (2.16)$$

$$k_ф^2 = \frac{1 + 2k_з}{3k_з}. \qquad (2.17)$$

Из формул (2.16) и (2.17) может быть получена непосредственная связь τ_0 и $k_ф^2$:

$$\tau_0 = \frac{k_ф^2}{\left(3k_ф^2 - 2\right)^2}. \qquad (2.18)$$

Обычно график нагрузки представляется последовательностью почасовых значений. Если значения располагают в порядке их снижения, такой график называют графиком «по продолжительности нагрузок». При наличии данных об отношении минимальной и максимальной нагрузок $k_{мин} = P_{мин}/P_{макс}$ могут быть использованы более точные (но тоже приближенные) формулы. Они исходят из представления графика по продолжительности плавной убывающей функцией, которая в зависимости от соотношения $k_з$ и $k_{мин}$ может быть вогнутой или выпуклой. Характер функции определяют на основе предварительно рассчитанного параметра $\lambda = (k_з - k_{мин})/(1 - k_з)$. При $\lambda < 1$ функция вогнутая, при $\lambda > 1$ выпуклая, при $\lambda = 1$ она представляет собой прямую линию. Значения τ_0 определяют по формулам [1]:

при $\lambda < 1$
$$\tau_0 = k_з^2 + \frac{(1-k_з)^2(k_з - k_{мин})}{2 - k_з - k_{мин}}; \qquad (2.19)$$

при $\lambda > 1$
$$\tau_0 = k_з^2 + \frac{(1-k_з)(k_з - k_{мин})^2}{1 + k_з - 2k_{мин}}. \qquad (2.20)$$

При $\lambda = 1$ обе формулы дают одинаковый результат.

Подставляя в эти формулы соотношение (2.6), получим формулы для $k_ф^2$:

при $\lambda < 1$
$$k_ф^2 = 1 + \frac{(1-k_з)^2(k_з - k_{мин})}{(2 - k_з - k_{мин})k_з^2}; \qquad (2.21)$$

при $\lambda > 1$
$$k_ф^2 = 1 + \frac{(1-k_з)(k_з - k_{мин})^2}{(1 + k_з - 2k_{мин})k_з^2}. \qquad (2.22)$$

В прил. 1 показано, что диапазон возможных погрешностей формул (2.16) и (2.17) имеет практически нулевую систематическую погрешность. Диапазон случайной погрешности с вероятностью 0,95 составляет ±13 %. Формулы (2.19) – (2.22) имеют систематическую погрешность –5 % (то есть в среднем потери занижаются на 5 %) и размах случайной погрешности ±10,8 % относительно среднего значения. Систематическую погрешность можно скомпенсировать введением поправочного коэффициента 1,05; в этом случае формулы (2.19) – (2.22) оказываются точнее формул (2.16) и (2.17) на 2,2 %. Вместе с тем получение достоверных сведений о $k_{мин}$ бывает затруднено, а различие случайных погрешностей приведенных формул не выглядит существенным. Можно считать, что любые формулы, определяющие τ_0 и $k_ф^2$ только через $k_з$ или через $k_з$ и $k_{мин}$, имеют неустранимую погрешность порядка ±(11–13) %. Свести ее к нулю

можно только применением формул (2.4) и (2.5), использующих значения ординат реального графика нагрузки.

Суточные графики реверсивных перетоков обычно нестабильны и имеет различную конфигурацию в разные сутки. Поэтому для *среднесуточного графика* приходится принимать предположение о равномерном распределении нагрузки на интервале от максимального значения потока в одну сторону до его максимального значения в другую сторону. В этом случае график имеет треугольный вид, для которого $k_з = 0{,}5$. Для такого графика в соответствии с формулами (2.16) и (2.17) $\tau_0 = 1/3$, а $k_ф^2 = 4/3$.

Эффект от режимных МСП (РН, оптимизация режимов и т. п.), часто рассчитывают в виде снижения потерь мощности в режимах максимальной $\delta P_{макс}$ и минимальной $\delta P_{мин}$ нагрузок. При наличии графика нагрузки снижение потерь мощности в каждом часовом интервале можно определить из условия пропорциональности эффекта режимного мероприятия нагрузке рассматриваемого часа. При отсутствии графика используют его представление в виде двух ступеней с относительными продолжительностями режимов $t_{макс}$ и $t_{мин}$, определяемыми по формулам:

$$t_{макс} = \frac{k_з - k_{мин}}{1 - k_{мин}}; \qquad (2.23)$$

$$t_{мин} = 1 - t_{макс}. \qquad (2.24)$$

Из формулы (2.23) следует, что $k_з$ не может быть меньше $k_{мин}$.

Погрешности описанных выше приближенных формул относятся к *методическим погрешностям*. Методические погрешности определения τ_0 и $k_ф^2$ одинаковы, так как эти величины функционально связаны формулой (2.6). Тем не менее метод расчета потерь электроэнергии по средним нагрузкам дает гораздо более точные результаты, чем метод наибольших потерь. Это объясняется тем, что *информационные погрешности* данных о средних нагрузках, определяемых на основании показаний счетчиков, гораздо меньше, чем погрешности максимальных нагрузок, определяемых при контрольных замерах, выполняемых эпизодически и не всегда попадающих в действительный максимум.

Дальнейшее уточнение расчетов возможно при использовании суточных графиков узловых нагрузок, получаемых в дни контрольных замеров, проводимых в один из рабочих дней июня и декабря. Графики узловых нагрузок в другие месяцы можно определить, приняв допущение о характере изменения нагрузки узла на каждой ступени графика от июньского P_6 до декабрьского P_{12} значения.

При допущении о *линейном* характере изменения нагрузки ее значение на рассматриваемой ступени графика в n-й месяц определяют по формуле

$$P_n = P_6 + (P_{12} - P_6)\frac{n-6}{6}. \qquad (2.25)$$

При расчете значений P_n за январь–май (n = 1–5) знак перед вторым слагаемым меняют на минус. При допущении об изменении нагрузки узла *пропорционально* изменению суммарной нагрузки сети P_Σ формула имеет вид

$$P_n = P_6 \frac{P_{\Sigma n}}{P_{\Sigma 6}} \quad \text{или} \quad P_n = P_{12} \frac{P_{\Sigma n}}{P_{\Sigma 12}} \qquad (2.26)$$

в зависимости от того, нагрузка какого месяца принята за базу.

При расчете потерь электроэнергии за месяцы текущего года приходится использовать графики контрольных замеров прошедшего года. Для расчета потерь требуется только конфигурация графика, а не его абсолютные значения, поэтому если конфигурация графика достаточно стабильна в течение года, то применять формулы (2.25) или (2.26) нет необходимости.

По энергии, потребленной (генерированной) в узле за рассматриваемый месяц, и принятой конфигурации графика определяют среднесуточный график нагрузки каждого узла в именованных единицах. Далее проводят расчет потерь мощности в сети (расчет УР) на каждой ступени графика и определяют потери электроэнергии за средние сутки месяца. Потери за месяц определяют по формуле

$$\Delta W = \Delta W_{\text{ср.сут.}} Д_м k^2_{фм} = \Delta W_{\text{ср.сут.}} Д_{м.экв.}, \qquad (2.27)$$

где $k^2_{фм}$ – коэффициент, учитывающий неодинаковость потребления энергии в различные сутки месяца (2.14); произведение $Д_м\ k^2_{фм}$ представляет собой эквивалентное число дней (суток) в месяце $Д_{м.экв.}$, за которые потери электроэнергии, рассчитанные за средние сутки месяца, будут равны сумме потерь, рассчитанных за каждые сутки месяца по фактическим суточным графикам.

В этом методе, называемом *методом расчетных суток* (метод 3), объединяются преимущества метода средних нагрузок (точное значение средней нагрузки, полученное на основе показания счетчика) с учетом индивидуальных конфигураций суточных графиков узловых нагрузок. Это позволяет рассчитать потери более точно, чем методами 1 и 2, использующими параметры одного графика – суммарной нагрузки сети.

Если потери электроэнергии рассчитывают за период, включающий в себя N месяцев, на основе $\Delta W_{\text{ср. сут.}}$, рассчитанных за сутки одного из месяцев, то эквивалентное число дней определяют по формуле

$$Д_{экв.N} = \sum_{i=1}^{N} W^2_{мi}\, Д_{м.экв.i} / W^2_{мр}, \qquad (2.28)$$

где $W_{мi}$ – отпуск электроэнергии в сеть в i-м месяце;

$W_{мр}$ – то же, в месяце, за который рассчитано значение $\Delta W_{\text{ср. сут.}}$

2.1.3. Учет различий конфигурации графиков нагрузки узлов

Методы 1 и 2 используют значения τ_0 и $k^2_ф$, определенные по графику суммарной активной нагрузки сети. Вместе с тем каждый элемент сети имеет свой график нагрузки, отличающийся от суммарного графика, и свои значения τ_0 и $k^2_ф$. При одинаковой конфигурации графиков нагрузки узлов (однородные нагрузки) график суммарной нагрузки сети будет иметь такую же конфигурацию с небольшим отличием за счет прибавления к сумме нагрузок потерь в сети. Поэтому использование графика суммарной нагрузки сети не приводит к дополнительным погрешностям.

При различии конфигураций графиков узловых нагрузок график суммарной нагрузки сети становится более заполненным и, следовательно, имеющим более высокие значения τ_0 и менее высокие $k^2_ф$, чем соответствующие параметры графиков нагрузки элементов сети. Это приводит к завышению расчетных потерь при использовании метода 1 и к их занижению при использовании метода 2. Погрешность, обусловленная неадекватностью отражения параметрами графика суммарной нагрузки сети параметров индивидуальных графиков нагрузки элементов, далее называется *погрешностью неадекватности первого рода.*

В расчете режима максимальной суммарной нагрузки сети (метод 1) узловые нагрузки участвуют своими значениями, соответствующими часам максимальной нагрузки сети. Их собственные максимальные нагрузки могут наблюдаться в другие часы суток. Это приводит к занижению расчетных потерь при использовании метода 1, то есть этот фактор действует в обратном направлении, чем описанный выше. Погрешность, вызываемую этим фактором, назовем *погрешностью неадекватности второго рода.* Результирующая погрешность метода 1 определится совместным воздействием разнонаправленных факторов и может быть как положительной, так

и отрицательной. В методе 2 используются значения энергии. Средняя нагрузка не зависит от конфигурации графика, поэтому в методе 2 проявляется только погрешность неадекватности первого рода, приводящая к занижению расчетных потерь.

К расчетным потерям целесообразно применять поправочные коэффициенты, частично компенсирующие описанные погрешности. Для компенсации погрешности неадекватности первого рода используем отношения значений τ_i и $k^2_{\phi i}$, рассчитанных для графика каждого узла, к соответствующим величинам графика суммарной нагрузки сети τ_Σ и $k^2_{\phi\Sigma}$:

$$k_{\tau i}=\frac{\tau_i}{\tau_\Sigma}; \qquad k_{\text{к.ф}\,i}=\frac{k^2_{\phi i}}{k^2_{\phi\Sigma}}. \tag{2.29}$$

Так как влияние неодинаковости графика нагрузки узла на общие потери в сети зависит от его «веса» в суммарной нагрузке сети, то для определения обобщенного коэффициента неодинаковости графиков нагрузок узлов необходимо взвесить значения (2.29) по энергии, потребляемой в каждом узле. Для компенсации погрешности неадекватности второго рода (в методе 1) необходимо дополнительно использовать коэффициенты участия нагрузок узлов в режиме максимальных нагрузок сети $k_{\text{макс}\,i}$, представляющие собой отношение нагрузки i-го узла, участвующей в режиме максимальных нагрузок сети, к его собственной максимальной нагрузке.

В результате формулы для расчета коэффициентов неодинаковости графиков нагрузок узлов для методов 1 и 2 будут иметь вид:

$$k_{y1}=\frac{\sum_{i=1}^{n}W_i^2}{\sum_{i=1}^{n}k^2_{\text{макс}\,i}W_i^2/k_{\tau i}}; \qquad k_{y2}=\frac{\sum_{i=1}^{n}k_{\text{к.ф}\,i}W_i^2}{\sum_{i=1}^{n}W_i^2}. \tag{2.30}$$

Потери электроэнергии в сети определяются нагрузками ветвей, а не узлов, поэтому данные коэффициенты не могут использоваться непосредственно для корректировки расчетных значений потерь. Принимая допущение о равномерности распределения в сети узлов с различными графиками и учитывая, что неоднородность нагрузок узлов нивелируется в ветвях по мере приближения к центру питания (ЦП), для корректировки потерь в замкнутых сетях можно использовать средние значения коэффициентов (2.30):

$$k_{P_\Sigma}=\frac{1+k_y}{2}. \tag{2.31}$$

В радиальных линиях основная часть потерь (порядка 2/3 суммарных потерь) приходится на головной участок, график нагрузки которого и является графиком суммарной нагрузки линии, и на несколько участков магистрали, графики которых близки к графику суммарной нагрузки. Влияние неоднородности нагрузок узлов испытывают лишь удаленные ветви, потери в которых составляют 1/3 суммарных потерь. Поэтому для радиальных сетей коэффициент корректировки потерь определяют по формуле

$$k_{P_\Sigma}=\frac{5+k_y}{6}. \tag{2.32}$$

Проведенные расчеты показали, что при применении этих коэффициентов влияние неоднородности графиков нагрузки снижается в несколько раз. В частности, для приведенных в прил. 4 примеров погрешности расчета потерь снизились с 10,6 % до 3,5 % для метода 1 и с 9,3 % до 1,5 % для метода 2.

Для вычисления коэффициента k_{y2} достаточно знать данные только о коэффициентах заполнения графиков узлов $k_з$ и использовать формулу (2.17) для вычисления $k^2_{\phi i}$. Для вычисления коэффициента k_{y1} необходимо дополнительно знать коэффициенты участия $k_{\text{макс}\,i}$. Это предполагает анализ графиков нагрузок узлов, что бывает затруднительно. Вместе с тем метод 2 всегда предпочтительней метода 1, так как информационно он обеспечен лучше и учет неоднородности нагрузок в нем осуществляется проще.

В методе 3 график суммарной нагрузки сети не используется, поэтому погрешность неадекватности практически равна нулю. Однако данные об энергии в узлах известны не за каждые сутки, а за месяц. По ним можно определить лишь *среднемесячные* суточные графики нагрузок, а использование любого среднего значения, как известно, приводит к занижению результата. Поэтому при расчете $Д_{\text{м.экв}}$ по формуле (2.27) используется коэффициент $k^2_{\phi\text{м}}$.

Кроме неоднородности активных нагрузок *различных узлов* необходимо учитывать различия конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки *каждого узла*. Обычно график реактивной нагрузки более заполнен, чем график активной нагрузки, из-за большего веса нагрузки холостого хода. Потребление реактивной энергии учитывается величиной tgφ, значение которой определяют из соотношения активной и реактивной энергии. Различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки учитывают с помощью коэффициента k_Q (прил. 1). При использовании метода 1 коэффициент k_Q принимают равным 1,03, а при использовании метода 2 – равным 0,99. Для сетей 6–20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и $P_{\text{макс}}$ в формулах определения τ_0 и k^2_ϕ иногда используют значения тока головного участка I_i и $I_{\text{макс}}$. В этом случае коэффициент k_Q принимают равным 1,0 для метода 1 и равным 1,02 для метода 2.

2.1.4. Характеристики режимов напряжения

Потери мощности в режимах максимальных и средних нагрузок соответствуют напряжениям в узлах сети в этих режимах. Использование τ_0 или k_ϕ^2 отражает эквивалентность воздействия изменяющейся нагрузки, но не учитывает изменение напряжения в ЦП в различные периоды суток, а также изменение напряжения в узлах сети, происходящее при изменении нагрузки (даже при постоянном напряжении в ЦП). Применение τ_0 или k_ϕ^2 к потерям мощности, рассчитанным для режимов максимальных или средних нагрузок, фактически означает, что в режимах с другими нагрузками напряжения в узлах сети предполагаются такими же, как в этих расчетных режимах. Очевидно, что для учета различия напряжения в ЦП на ступенях графика нагрузки необходимо в расчетном режиме использовать некоторое эквивалентное напряжение в ЦП, находящееся между значениями $U_{макс}$ и $U_{мин}$.

При снижении нагрузки потери напряжения в сети снижаются, и напряжения на удаленных участках в этих режимах выше, чем в расчетном режиме. Это приводит к более значительному уменьшению нагрузочных потерь по сравнению с тем, что отражает квадратичная зависимость от нагрузки. Поэтому необходимо некоторое увеличение расчетного напряжения в ЦП по сравнению с напряжением, определяемым только на основе напряжений на шинах самого ЦП в различные часы суток. При оценке этого увеличения следует учитывать, что плотность распределения потерь по участкам линии неодинакова (обычно удельные потери снижаются по мере удаления от ЦП), что приводит к неодинаковой весомости учета реальных напряжений на начальных и конечных участках линии. Для радиальных линий характерно резкое снижение плотности потерь по мере удаления от ЦП. Вследствие отборов мощности нагрузка линий по мере удаления от ЦП снижается, ее квадрат снижается в еще большей степени. Снижение сечения проводов лишь частично компенсирует влияние на потери мощности снижающейся нагрузки. Кроме того, при выборе сечения провода существуют ограничения по минимальному сечению, определяющему механическую прочность провода; это не позволяет уменьшать сечение пропорционально снижающейся нагрузке. В результате плотность тока в проводах по мере удаления от ЦП обычно снижается, приводя к уменьшению удельных потерь.

Напряжения в узлах основных сетей 220–500 кВ кроме описанных выше факторов изменяются вследствие РН трансформаторами на связях сетей различных напряжений. Изменение напряжений в узлах в свою очередь приводит к изменению емкостной генерации

линий. Значения этих факторов зависят от параметров всех элементов сети, поэтому записать «точную» формулу для эквивалентного напряжения невозможно.

Влияние описанных разнонаправленных факторов рассмотрено в прил. 1. Рекомендуемая формула для расчетного напряжения в ЦП при определении нагрузочных потерь электроэнергии имеет вид:

$$U_{рн} = (1 + 0{,}002\Delta U_{макс})\sqrt{(1 - 0{,}5k_з)U^2_{макс} + 0{,}5k_з U^2_{мин}}\,, \qquad (2.33)$$

где $\Delta U_{макс}$ – максимальные потери напряжения в сети, %.

На потери *холостого хода* изменение напряжения действует в обратном направлении. Расчетное напряжение в ЦП для определения потерь электроэнергии холостого хода определяют по формуле

$$U_{рх} = (1 + 0{,}002\Delta U_{макс})\sqrt{\sum_{i=1}^{n} U_i^2\,\Delta T_i / T}\,, \qquad (2.34)$$

где n – число рассматриваемых режимов напряжения в ЦП.

Для более точного расчета потерь электроэнергии правильно было бы рассчитать два режима с разными эквивалентными напряжениями в ЦП, по одному из которых определять нагрузочные потери, а по другому – потери холостого хода. Если же рассчитывается только один режим, то расчетное напряжение в ЦП необходимо определять как взвешенное по формуле

$$U_р = d_н\,U_{рн} + d_х\,U_{рх}, \qquad (2.35)$$

где $d_н$ – определенная на основе предварительного расчета доля нагрузочных потерь в общих потерях;

$d_х = 1 - d_н$ – доля потерь холостого хода.

При использовании напряжения, определенного по формуле (2.35), расчетное значение суммарных потерь электроэнергии уточняется, однако точность расчета составляющих ухудшается, так как расчетное напряжение в этом случае представляет собой эквивалентную величину, полученную взвешиванием расчетных напряжений для нагрузочных потерь и потерь холостого хода.

2.1.5. Расчет режима замкнутой электрической сети

Известны два способа расчета УР. Для сетей, оснащенных средствами ТИ, данные о мощности, передаваемой по каждой ветви, и напряжении в каждом узле поступают в вычислительный центр от оперативного информационного комплекса (ОИК), обрабатывающего данные ТИ. В этом случае расчет потерь сводится к ис-

пользованию формулы (2.1) для каждой ветви сети. Однако, так как любым измерениям свойственны погрешности, сумма измеренных мощностей ветвей, входящих и выходящих из каждого узла, несколько отличается от нуля. Напряжения в узле, определенные исходя из потерь напряжения в подходящих ветвях, рассчитанных на основе измеренных мощностей, также различаются между собой. Для корректировки данных применяются специальные процедуры. Такой способ расчета УР назван «оцениванием состояния сети» (правильнее было бы назвать оцениванием режима сети).

Многие сети не оснащены в полной мере средствами ТИ. Для расчета УР этих сетей используются программы, реализующие метод узловых потенциалов. Исходными данными для расчета являются нагрузки в узлах в виде активной и реактивной мощности и напряжение в одном из узлов, который называют балансирующим. Обычно это узел с наибольшей генерируемой мощностью. Уравнения установившихся режимов являются нелинейными с большим количеством переменных и ограничениями в форме неравенств. Для решения таких систем уравнений используют итерационные алгоритмы последовательного приближения к искомому результату, которые применяются во всех известных программах расчета УР (РАСТР, Б-2, МУСТАНГ, ДАКАР, РАП-стандарт и др.). На каждой итерации расчета определяются векторы напряжения в узлах схемы (модуль и угол по отношению к вектору напряжения в балансирующем узле). По напряжениям в смежных узлах определяют мощности, протекающие по каждой ветви схемы. В связи с приближенностью расчета напряжений сумма мощностей, передаваемых по отходящим от узла ветвям, на конкретной итерации не равна заданной узловой нагрузке. При каждой последующей итерации небаланс мощностей в узле снижается, однако в итерационном процессе невозможно добиться его тождественного равенства нулю. Для того чтобы расчет можно было завершить, задают допустимый небаланс нагрузок в узле – чем он меньше, тем точнее расчет, но тем больше времени он занимает. Для основных сетей обычно достаточно задать допустимый небаланс на уровне 0,2–0,5 МВ·А.

Нелинейность уравнений означает наличие нескольких решений (корней уравнения), удовлетворяющих поставленному условию. Поэтому режим может сойтись и к одному из математически возможных, но физически несуществующему решению, а может и «развалиться» в процессе итераций. «Головной болью» разработчиков программ расчета УР является проблема обеспечения автоматической сходимости расчета к физически существующему режиму.

Иногда итерации могут продолжаться бесконечно. Это происходит при колебательном процессе итераций, когда нарушение баланса в узле на одной итерации происходит в одну сторону, а на следующей итерации в другую. Иногда снижающийся небаланс в одном узле приводит к его увеличению в другом узле, а на следующей итерации наблюдается обратная картина. Колебательный процесс наблюдается обычно только в некоторых узлах, а размахи колебаний незначительны (хотя постоянно превышают заданный допустимый небаланс нагрузок). Риск попадания в колебательный процесс увеличивается при задании малых значений допустимого небаланса. Для выхода из процесса итераций устанавливают *допустимое число итераций*. Расчет закончится либо при достижении установленного небаланса нагрузок, либо через установленное количество итераций. Обычно достаточно установить допустимое число итераций порядка 15–20.

Для ускорения процесса сходимости расчета к физически существующему режиму целесообразно использовать так называемые опорные узлы, напряжения в которых известны до расчета по результатам измерений. В процессе расчета эти напряжения не меняются, а напряжения в остальных узлах определяются с учетом заданных напряжений в балансирующем узле и опорных узлах. Но для того чтобы в процессе расчета напряжения в опорных узлах можно было бы держать неизменными, необходимо изменять в этих узлах реактивную мощность. Поэтому в качестве опорных узлов могут быть использованы только узлы, в которых имеется регулируемый источник реактивной мощности (обычно это узлы присоединения электрических станций или синхронных компенсаторов). Для таких узлов задают допустимые диапазоны изменения реактивной мощности.

Для обеспечения автоматической сходимости расчета без вмешательства расчетчика используются различные приемы. Например, программа РАП-ОС-ст при затруднениях со сходимостью сама вводит дополнительные опорные и балансирующие узлы, а по мере «успокаивания» процесса последовательно переводит их в ранг обычных узлов, то есть разрешает им принять участие в итерациях на общих основаниях.

Не рекомендуется задавать балансирующий узел на шинах генераторного напряжения электростанции из-за большой чувствительности напряжений во всех узлах схемы к коэффициенту трансформации в балансирующем узле. Например, при генераторном напряжении 15 кВ можно посчитать, что коэффициенты 15,7/220 и 15,4/220 не так уж сильно отличаются. Однако разница в результатах расчета может быть весьма существенной, особенно при наличии длинных и незагруженных линий 220 кВ и выше. Повышение напряжения

в балансирующем узле приводит к увеличению емкостной генерации на присоединенных к узлу линиях, еще большему повышение напряжения на их концах и так далее по цепочке, в конце которой расчетное напряжение в узлах может достичь нереальных значений. Балансирующий узел рекомендуется задавать на шинах высокого напряжения электростанции или на шинах 220 кВ подстанции 500/220 кВ.

2.1.6. Балансировка узловых нагрузок и суммарной нагрузки сети

Сумма заданных нагрузок в узлах и рассчитанных потерь мощности в сети, как правило, в той или иной мере не совпадает с известной суммарной нагрузкой сети. Суммарная нагрузка сети известна с гораздо большей точностью, чем нагрузки в узлах, поэтому встает задача корректировки последних. При определении степени корректировки нагрузки в каждом узле необходимо учитывать достоверность способа ее получения. Если нагрузка фиксируется дежурным персоналом на обслуживаемой подстанции, ее значение в процессе корректировки должно претерпевать меньшие изменения, чем значения нагрузок, полученных при выездном контрольном замере. Еще менее достоверными являются нагрузки, полученные оценочным способом (например, при распределении суммарной нагрузки между ТП 6–20 кВ пропорционально номинальным мощностям трансформаторов).

Различия в достоверности узловых нагрузок обычно отражаются экспертными коэффициентами достоверности $k_{д}$. Например, для трех описанных выше способов получения нагрузок установлены значения $k_{д}$, равные, соответственно, 1,0; 0,8 и 0,5. Это означает, что небаланс нагрузок $P_{нб}$ будет распределяться между узлами таким образом, что в нагрузки узлов второй группы попадет в 1/0,8 = 1,25 раза большая его часть, чем в нагрузки узлов первой группы, а в нагрузки узлов третьей группы в 1/0,5 = 2 раза. Если в конкретном режиме доля нагрузок i-й группы в их суммарной нагрузке P_{Σ} составляет

$$d_i = P_i / P_{\Sigma}, \tag{2.36}$$

то доля небаланса, приходящаяся на эту группу нагрузок, составит

$$d_i^{нб} = \frac{d_i / k_{дi}}{\sum_{j=1}^{k} d_j / k_{дj}}, \tag{2.37}$$

где k – количество групп.

Скорректированное значение нагрузки каждого узла i-й группы определяется умножением его исходной нагрузки на коэффициент коррекции

$$k_{кi} = 1 + \frac{d_i^{нб} P_{нб}}{P_i}. \tag{2.38}$$

Для примера рассчитаем сбалансированные нагрузки $P_{бi}$ для сети, в которой суммарные нагрузки трех описанных групп узлов равны 60, 30 и 10 МВт (P_{Σ} = 100 МВт), а нагрузка балансирующего узла $P_{бу}$ = 80 МВт. Небаланс нагрузок $P_{нб}$ = 80 – 100 = –20 МВт. $k_{дi}$ примем равными 1,0; 0,8 и 0,5.

Результаты расчета по формулам (2.36) – (2.38) приведены ниже. Изменение нагрузок обозначено $\delta P_{нбi}$.

P_i	60	30	10
d_i	0,6	0,3	0,1
$k_{дi}$	1,0	0,8	0,5
$d_i^{нб}$	0,51	0,32	0,17
$k_{кi}$	0,83	0,79	0,66
$P_{бi}$, МВт	49,8	23,6	6,6
$\delta P_{нбi}$, МВт	10,2	6,4	3,4
$\delta P_{нбi}$, %	17	21,3	34

Как следует из приведенного расчета, наибольшая доля суммарного небаланса нагрузок приходится на узлы первой группы (0,51), хотя их нагрузки имеют наиболее высокие коэффициенты достоверности. Это объясняется их большой суммарной мощностью. Относительно же они изменились меньше остальных. Из сопоставления значений последней строки видно, что нагрузки узлов второй группы изменились в 21,3/17 = 1,25 раза больше нагрузок узлов первой группы, а третьей группы в 34/17 = 2 раза, что соответствует принятым коэффициентам достоверности. Если считать, что нагрузки какой-либо группы узлов практически достоверны, то распределение суммарного небаланса необходимо производить между узлами других групп.

2.1.7. Расчет потерь электроэнергии в сети при наличии реверсивных перетоков по линиям связи с внешними объектами

По таким линиям энергия в одни часы расчетного периода передается внешнему объекту, а в другие часы принимается от него. В этом случае имеются два значения энергии за расчетный период. Очевидно, что ни разность, ни сумма этих значений не может быть использована для определения расчетной мощности в узле.

Реверсивность перетоков может быть приближенно учтена при расчете потерь методом расчетных суток. При этом суточный график нагрузки в узле, от которого отходит линия с реверсивным перетоком, должен иметь положительные значения в часы отпуска электроэнергии и отрицательные – в часы ее приема. График создается таким образом, чтобы сумма положительных значений соответствовала энергии, отпущенной за расчетный период, а сумма отрицательных значений – принятой энергии. В этом случае предполагается, что такой график соответствует каждым суткам месяца.

На самом деле суточные графики узлов с реверсивными перетоками существенно нестабильны. Наиболее точным методом расчета потерь в таких сетях является метод оперативных расчетов, предусматривающий расчет потерь мощности в каждом часовом интервале на основе данных о нагрузках *всех* узлов (720 значений активной мощности в каждом узле при 30 сутках в месяце и 744 при 31 сутках и столько же значений реактивной мощности). Или вдвое больше – при регистрации тридцатиминутных нагрузок. Однако этот метод не всегда удается использовать из-за отсутствия ТИ во всех узлах. В узлах же с реверсивными перетоками они обычно имеются. В этом случае используют данные о почасовых нагрузках только узлов с реверсивными перетоками и данные о потреблении энергии за месяц в обычных узлах. При использовании этого метода (реализован в программе РАП-ОС-ст) расчетный период разбивают на группы часовых интервалов, в каждой из которых на всех линиях с реверсивными перетоками последние имеют одинаковое направление, затем проводят расчет потерь энергии для каждой группы методом средних нагрузок и суммируют полученные результаты. Направление перетока по линии может изменяться несколько раз в течение суток; на разных линиях такие изменения происходят в различное время суток. Поэтому формирование групп режимов с однонаправленными перетоками возможно лишь программным путем на основе данных ОИК о нагрузках реверсивных связей за каждый час расчетного месяца.

Количество режимов в каждой группе определяет продолжительность существования каждого направления перетоков. Максимальное число групп составляет 2^n, где n – число узлов, от которых отходят линии с реверсивными перетоками. Например, при шести линиях связи и наличии всех сочетаний взаимных перетоков (чего обычно не бывает) число групп режимов составит 64. Программа РАП-ОС-ст рассчитывает потери в каждом из сформированных ею режимов методом средних нагрузок в предположении его существования в течение всего месяца. Суммарные потери за месяц определяются как сумма рассчитанных значений, каждое из которых умножено на его относительную продолжительность в месяце.

Расчет потерь в сети при наличии реверсивных перетоков может быть выполнен методом средних нагрузок и без использования данных ОИК, однако в этом случае необходимо использовать эквивалентную схему сети, в которой остаются только узлы с реверсивными перетоками и обобщенный узел с суммарной нагрузкой внутренних узлов схемы. Математическое выражение для потерь электроэнергии в такой схеме принято называть нормативной характеристикой потерь, хотя такая схема является чисто физическим эквивалентом исходной схемы и никаких аспектов «нормативности» не содержит. Это определение закрепилось в связи с возможностью использования такой характеристики при расчете нормативов потерь в перспективных периодах, так как она позволяет определять потери при любых нагрузках. Нормативы потерь используются при обосновании тарифов на электроэнергию. Методы расчета нормативных характеристик потерь изложены в главе 5.

2.1.8. Параметры линий и трансформаторов

Удельные *активные сопротивления* проводов r_0, Ом/км, приводятся в справочниках. Для алюминиевых проводов произведение сечения провода F и его активного сопротивления r_0 практически постоянно (определяется характеристиками алюминия). Некоторые отличия от среднего значения обусловлены конструкцией провода (числом и диаметром свитых проволок и наличием сердечника из стальных проводов в проводах марки АС). Проводимость стали намного ниже алюминия, однако наличие дополнительного проводника несколько снижает общее сопротивление. Так, для проводов с сечением алюминия 185 мм² и сечениями стального сердечника 29 и 43 мм² удельные сопротивления составляют 0,159 и 0,156 Ом/км. Произведение $F \cdot r_0$ для всех используемых марок проводов находится в диапазоне 27,2–30,4. В связи с этим в оценочных расчетах используют формулу $r_0 = 28{,}5 / F$.

На некоторых старых ВЛ 0,4 кВ, а иногда и 6–10 кВ остались стальные провода марок ПСО-3,5; ПСО-4 и ПСО-5 (цифра означает диаметр провода в мм), а также ПС-25 (35, 50, 70; цифра означает сечение провода). Их активное сопротивление сильно зависит от протекающего тока. Например, для ПСО-5 при токе 1,5 А $r_0 = 7{,}9$ Ом/км, а при токе 20 А $r_0 = 12{,}7$ Ом/км. Для ПС-35 при тех же токах $r_0 = 5{,}26$ и 6,7 Ом/км.

Активные сопротивления проводов ВЛ существенно зависят от температуры окружающего воздуха. Эта зависимость имеет вид (прил. 2):

$$r_n = r_0 \cdot k_{зрм.} \left[1 + 0{,}004 \left(t_в - 20 + 8{,}3 J^2 \sqrt{F/300}\right)\right], \qquad (2.39)$$

где r_0 – стандартное удельное сопротивление провода сечением F, мм², приводимое в справочниках для температуры провода $t_п = 20$ °С;

$t_в$ – фактическая температура окружающего воздуха;

j – плотность тока в проводе, А/мм²;

$k_{арм.}$ – коэффициент, учитывающий влияние дополнительных потерь в линейной арматуре, предназначенной для крепления проводов – поддерживающих зажимах (лодочках), гасителях вибрации (на линиях 110–220 кВ) и дистанционных распорках между проводами расщепленной фазы (на линиях 330–750 кВ).

Коэффициент $k_{арм.}$ принимают равным 1,02 для линий 110 кВ и выше и равным нулю для линий более низких напряжений (см. прил. 2). Наличие в формуле параметра j предусматривает учет некоторого превышения температуры провода над температурой окружающего воздуха за счет нагрева провода проходящим по нему током. Как следует из формулы (2.39), при плотности тока 1 А/мм² нагрев провода сечением F= 300 мм² повысит его температуру на 8,3 °С, что приведет к увеличению сопротивления на 3,3 %. Для проводов меньших сечений влияние тока снижается (более тонкий провод охлаждается быстрее, так как тепловыделение в проводе пропорционально сечению, а площадь охлаждения – длине окружности). Например, для провода сечением F = 120 мм² оно составит 5,2 °С. При отсутствии данных о средней плотности тока за расчетный период можно принять j = 0,5 А/мм². В этом случае приведенные значения повышения температуры провода снизятся в четыре раза.

Температура провода зависит не только от температуры окружающего воздуха и тока в проводе, но и от солнечной радиации, приводящей к некоторому его нагреву, и от силы и направления ветра, приводящего к охлаждению провода. Учет действительных значений солнечной радиации, силы и направления ветра в практических расчетах затруднен в силу информационной необеспеченности. В связи с тем, что степень воздействия этих двух факторов на температуру провода значительно меньше, чем первых двух, а также учитывая противоположную направленность их воздействия, в практических расчетах ими можно пренебречь.

Реактивные (индуктивные) сопротивления проводов определяются внутренним и внешним магнитными полями. Характеристики внутреннего поля определяются материалом проводника, а внешнего – диаметром провода и его расположением относительно земли и особенно относительно проводов других фаз. Для алюминиевых проводов внутреннее реактивное сопротивление пренебрежимо мало. Расположение проводов влияет на характеристики внешнего

магнитного поля слабее, чем диаметр провода, хотя и последний в силу логарифмической зависимости индуктивного сопротивления от геометрических размеров и сравнительно небольших различий в диаметрах проводов также не оказывает существенного влияния на величину сопротивления. В частности, для проводов сечением 70 мм², подвешенных на опорах линий 35 и 110 кВ (геометрические размеры различны), удельные реактивные сопротивления x_0 равны соответственно 0,432 и 0,444 Ом/км (различие – 2,8 %). Для провода сечением 240 мм² на линии 110 кВ x_0 = 0,405 Ом/км, что на 9,6 % ниже x_0 = 0,444 Ом/км для провода сечением 70 мм². В оценочных расчетах часто используют значение x_0 = 0,4 Ом/км.

Внутреннее реактивное сопротивление стальных проводов существенно, поэтому общее реактивное сопротивление определяют как сумму внешнего сопротивления, аналогичного сопротивлению алюминиевых проводов, и внутреннего, сильно зависящего от протекающего тока. Например, для провода ПСО-5 при токе 1,5 А внутреннее реактивное сопротивление $x_{0в}$ = 2,13 Ом/км, а при токе 20 А $x_{0в}$ = 10,5 Ом/км. Для ПС-35 при тех же токах $x_{0в}$ = 0,34 и 1,04 Ом/км. Поэтому при расчетах сетей со стальными проводами необходимо учитывать зависимости их активного и реактивного сопротивления от протекающего тока.

Кроме сопротивления проводов воздушные линии характеризуются емкостной проводимостью на землю. Хотя провод имеет сравнительно малые размеры, он вместе с землей представляет собой конденсатор, одна обкладка которого имеет потенциал фазного провода, а другая – ноль. Емкость такого конденсатора характеризуется удельной емкостной проводимостью b_0, См/км (Сименс на 1 км), приводимой в справочниках. Генерируемую линией реактивную мощность определяют по формуле $Q_c = b_0 U^2$. Несмотря на малые значения b_0, при большой протяженности линии значения Q_c оказываются существенными. Особенно это характерно для линий 330–750 кВ в связи с применением на них расщепленной фазы, увеличивающей эквивалентный радиус провода и соответственно значение b_0. Реактивная мощность, генерируемая одним километром линий различного напряжения, составляет:

U, кВ	110	220	330	500	750
Q_c, Мвар	0,033	0,13	0,37	0,91	2,2

В расчетах режимов линию представляют в виде П-образной схемы с соответствующими продольными активным и реактивным сопротивлением и поперечными емкостными проводимостями по концам линии, каждая из которых равна половине суммарной емкостной проводимости.

Трансформаторы характеризуются активным и реактивным сопротивлениями и активными и реактивными потерями мощности холостого хода. Эти параметры приводятся в справочниках. Трехобмоточные трансформаторы (автотрансформаторы) в расчетных схемах представляют в виде звезды, реактивные сопротивления лучей которой определяют по данным о напряжениях короткого замыкания, а активные сопротивления – по потерям мощности короткого замыкания между каждой парой обмоток. Для большинства трансформаторов и автотрансформаторов потери мощности короткого замыкания приводятся в виде одной величины. Поэтому активные сопротивления лучей приходится принимать одинаковыми. Расчетные значения сопротивлений двухобмоточных трансформаторов и лучей трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов) и сопротивлений проводов при температуре провода $t_{п} = 20$ °С приведены в прил. 9.

2.1.9. Расчетные формулы для определения нагрузочных потерь электроэнергии

Расчеты потерь по данным ТИ обычно называют оперативными расчетами, расчеты с использованием интегрирующих множителей – аналитическими, а проводимые на основе обобщенных данных о схемах сетей – оценочными. Аналитические расчеты получили свое название в связи с тем, что они позволяют осуществлять анализ влияния на потери предполагаемых изменений схем, нагрузок и режимов – в отличие от оперативных расчетов, дающих более точное значение потерь в состоявшихся режимах, но не позволяющих варьировать режимные условия.

При проведении расчетов для периодов, включающих несколько месяцев, необходимо учитывать среднемесячные температуры воздуха в регионе. Очевидно, что температуры января и июля существенно отличаются. При средней температуре воздуха в январе, например, –10 °С, а в июле +20 °С, сопротивление проводов в январе оказывается ниже июльских значений на 12 %. Учет этого фактора осуществляется с помощью применения в формулах (2.11), (2.15) и (2.27) температурного коэффициента $k_{t} = 1 + 0{,}004\,(t_{в} - 20)$. При этом формулы приобретают вид:

$$\tau_{N} = \sum_{i=1}^{N} W_{мi}^{2} k_{ti} / \left(N W_{мр}^{2} k_{тр}\right); \qquad (2.40)$$

$$k_{ФN}^{2} = \sum_{i=1}^{N} W_{мi}^{2} k_{ti} / \left(N W_{ср.мес.}^{2} k_{тр}\right); \qquad (2.41)$$

$$Д_{экв.} = \sum_{i=1}^{N} W_{мi}^{2} Д_{м.экв.i} k_{ti} / (W_{мр}^{2} k_{тр}), \qquad (2.42)$$

где k_{ti} и $k_{тр}$ – значения температурного коэффициента, определенные для условий i-го расчетного месяца; $Д_{м.экв.i} = k_{ф.м}^{2} Д_{мi}$.

С учетом коэффициентов k_{P} и k_{Q} (п. 2.1.3) окончательные расчетные формулы для определения нагрузочных потерь методами 1–3 имеют вид:

$$\Delta W_{н} = k_{P} k_{Q} \Delta P_{макс} \tau_{0} T; \qquad (2.43)$$

$$\Delta W_{н} = k_{P} k_{Q} \Delta P_{ср} k_{ф}^{2} T; \qquad (2.44)$$

$$\Delta W_{н} = \Delta W_{сут.} Д_{экв.}. \qquad (2.45)$$

При использовании эквивалентного сопротивления разветвленной линии $R_{экв.}$ и электроэнергии W, отпущенной в линию по головному участку за T часов, формула для расчета нагрузочных потерь электроэнергии имеет вид:

$$\Delta W_{н} = \frac{W^{2}(1 + \mathrm{tg}^{2}\varphi) k_{ф}^{2}}{T U^{2}} R = \frac{A}{T} W^{2}, \qquad (2.46)$$

где $A = R(1 + \mathrm{tg}^{2}\varphi)\ k_{ф}^{2} / U^{2}$ – постоянный коэффициент, связывающий потери электроэнергии с ее отпуском за время T.

Как будет показано в дальнейшем, он является коэффициентом нормативной характеристики потерь.

Формулу (2.46) применяют, например, при расчете потерь электроэнергии в сетях 0,4 кВ (прил. 3).

2.1.10. Относительные потери мощности и электроэнергии

Уравнения для относительных величин потерь в процентах имеют вид:

$$\Delta P_{макс,\%} = \frac{\Delta P_{макс}}{P_{макс}} 100; \qquad \Delta W_{\%} = \frac{\Delta W}{W} 100. \qquad (2.47)$$

Подставляя во вторую формулу (2.47) величины

$$\Delta W = \Delta P_{макс} \tau_{0} T; \qquad W = P_{макс} k_{э} T \qquad (2.48)$$

и учитывая формулу (2.16), получим:

$$\Delta W_{\%} = \frac{\Delta P_{макс} \tau_{0}}{P_{макс} k_{э}} 100 = \Delta P_{макс,\%} \frac{\tau_{0}}{k_{э}} = \Delta P_{макс,\%} \frac{1 + 2k_{э}}{3} = \Delta P_{макс,\%} K_{э/м}, \qquad (2.49)$$

где $K_{э/м} = (1 + 2\,k_з) / 3$ – коэффициент, характеризующий соотношение относительных потерь электроэнергии и относительных потерь мощности.

Из формулы (2.49) следует, что процент потерь электроэнергии обычно существенно ниже процента потерь мощности в максимум нагрузки. При $k_з = 0{,}7$, характерном для сетей 110 кВ, $K_{э/м} = 0{,}8$, а при $k_з = 0{,}3$, характерном для сетей 0,4 кВ, $K_{э/м} = 0{,}53$.

2.1.11. Расчет потерь электроэнергии в сетях 0,4 кВ

В таких сетях нет оборудования, в котором имели бы место потери холостого хода. Расчет нагрузочных потерь по известной схеме сети в силу указанных ранее особенностей их схем и нагрузок проводят для каждой фазы. На рис. 2.1 приведена в однолинейном исполнении схема участка сети ВЛ 0,4 кВ, питающегося от одного из ТП 10/0,4 кВ небольшого города. Одного взгляда на этот рисунок достаточно, чтобы понять, насколько трудоемкой является работа по внесению в компьютер данных о схемах всех таких линий, находящихся на балансе сетевой организации. Поэтому оценку потерь в линиях 0,4 кВ при большом их числе обычно проводят на основе упрощенных методов.

Одной из проблем расчета потерь в линиях 0,4 кВ, независимо от применяемого метода расчета, является отсутствие данных об энергии, отпущенной в каждую линию. При установке счетчиков на головных участках линий 0,4 кВ не только существенно увеличивается точность расчета технических потерь, но и решается задача выявления очагов коммерческих потерь.

Рассмотрим методы возможного определения этих данных на основе известного отпуска энергии в фидер 6–20 кВ. Из заданного отпуска энергии в фидер 6–20 кВ необходимо вычесть рассчитанные потери в фидере; энергию, отпускаемую в ТП, находящиеся на балансе потребителя (линии 0,4 кВ, питающиеся от данного ТП, также находятся на балансе потребителя); энергию, проходящую по фидеру 6–20 кВ транзитом. Остальная энергия уходит на шины 0,4 кВ ТП, принадлежащих энергоснабжающей организации.

Распределение суммарного отпуска по линиям 0,4 кВ производится на основе следующего алгоритма. В группе линий 0,4 кВ, питающихся от конкретного фидера 6–20 кВ, могут быть линии, на которых установлены счетчики (есть данные об энергии, отпущенной в линию), и линии, для которых таких данных нет.

Из суммарного отпуска энергии во все линии 0,4 кВ данного фидера необходимо вычесть энергию линий, на которых она задана, а остаток распределить по линиям с неизвестными значениями

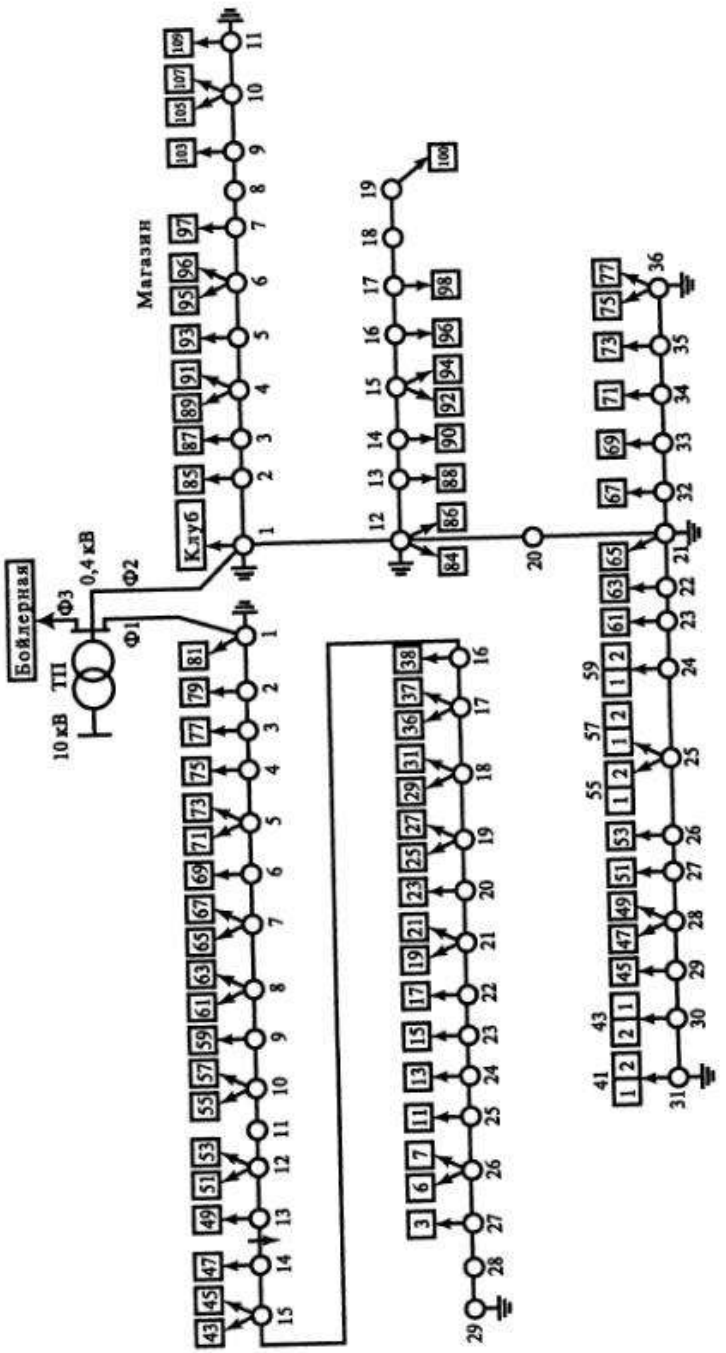


Рис. 2.1. Схема участка сети ВЛ 0,4 кВ

энергии пропорционально сечениям их головных участков (другое условие придумать трудно).

Ниже изложены методы расчета потерь как основе полных схем линий 0,4 кВ, так и оценочные методы.

Расчет потерь на основе полных схем линий

Основной информацией о нагрузке линии является энергия, отпускаемая в линию с шин 0,4 кВ ТП 6–20/0,4 кВ. Как и в сетях 6–20 кВ, энергия, потребляемая в некоторых узлах сети 0,4 кВ, может быть известна. Это относится к относительно крупным (для этих сетей) потребителям – коммунально-бытовым и производственным предприятиям (водокачки, бойлерные, магазины, дома культуры, мастерские по ремонту сельскохозяйственной техники и т. п.). Аналогичная информация по бытовым абонентам может быть получена практически только по данным об оплате электроэнергии. Оплата часто осуществляется с опозданием или, наоборот, впрок; она, как правило, не вполне соответствует фактическому потреблению энергии в расчетном периоде. Поэтому необходимо использовать какие-то допущения о распределении по узлам (и фазам) суммарной энергии (разности между отпуском электроэнергии в данную линию и суммой энергии, заданной в узлах с известным потреблением).

Нагрузки в каждом узле задают в виде трех значений (фазы А, В и С), поэтому число задаваемых нагрузок будет в три раза больше числа узлов схемы. Нагрузки узлов с известным потреблением указывают в виде значений энергии по каждой фазе – для трехфазных нагрузок в каждой фазе указывают 1/3 потребления. Для узлов с неизвестным потреблением указывают коэффициенты, пропорционально которым программа будет распределять остаток энергии.

В сетях 6–10 кВ энергия головного участка распределяется пропорционально мощностям ТП; здесь же нет параметра, хоть как-то характеризующего нагрузку каждой фазы каждого узла, поэтому задавать коэффициенты пропорциональности приходится экспертным путем. Для селитебной территории можно для каждой фазы в узле указывать, например, число присоединенных к ней квартир. Можно взять нагрузку какой-либо фазы какого-либо узла за единицу, а остальные указывать по отношению к ней. Можно распределить по $3 \cdot n$ точкам 100 единиц, понимая под ними процентное распределение нагрузок.

Коэффициенты во всех точках должны иметь одинаковый масштаб. Они определяют пропорциональность распределения энергии, поэтому, если их изменить в одинаковое число раз, это не повлияет на результаты расчета. Если, например, для конкретного узла задано А = 30; В = 12; С = 0, это означает, что однофазные нагрузки

присоединены к фазам А и В (потребители на двухфазном ответвлении), причем энергия, потребляемая от фазы А в 2,5 раза больше, чем от фазы В.

Все заданные «весовые» коэффициенты суммируются программой. Например, при трех узлах с заданными коэффициентами (заданы в виде процентного распределения нагрузок):

1-й узел: А=30; В=12; С=0;
2-й узел: А=20; В=0, С=15;
3-й узел: А=7; В=6, С=10

программа определит сумму всех коэффициентов 30 + 12 + 20 + 15 + + 7 + 6 + 10 = 100, затем определит «цену» в кВт·ч одной единицы, разделив распределяемую энергию на 100, и рассчитает все нагрузки в кВт·ч, умножив «цену» на коэффициент. Такое распределение нагрузок используется программой РАП-10-ст. Далее расчет проводится методом средних нагрузок.

Расчет потерь электроэнергии на основе измеренных максимальных потерь напряжения в линии

Так как формулы для расчета потерь мощности и потерь напряжения в линии содержат одни и те же параметры, то потери мощности и потери напряжения могут быть выражены друг через друга (см. прил. 3). Расчетная формула для относительных потерь электроэнергии имеет вид:

$$\Delta W_{\%} = \Delta U_{\%}\, k_{э/н}\, k_{нн}, \qquad (2.50)$$

где $k_{э/н}$ – коэффициент, характеризующий соотношение относительных потерь электроэнергии и относительных потерь напряжения;

$k_{нн}$ – коэффициент, учитывающий влияние на потери неодинаковости нагрузок фаз.

При наличии ЭП, потребляющих электроэнергию непосредственно с шин 0,4 кВ ТП или на незначительном расстоянии от него («беспотерьное» потребление), рассчитанное значение $\Delta W_{\%}$ применяется к электроэнергии, уменьшенной на величину такого потребления.

При расчете потерь в линии с одинаковыми проводами на всех участках коэффициент $k_{э/н}$ определяют по формуле (прил. 3)

$$k_{э/н} = \frac{1+\operatorname{tg}^2\varphi}{1+\xi\operatorname{tg}\varphi} \cdot \frac{1+2k_3}{3}\left(1-0{,}25\,d_p\right), \qquad (2.51)$$

где $\xi = x_0 / r_0$; d_p – доля нагрузок, распределенных по длине линии.

Для воздушных линий $x_0 \approx 0{,}4$ Ом/км, а $r_0 \approx 28{,}5/F_г$, где $F_г$ – сечение провода головного участка. При этом $\xi \approx F/71$. Учитывая снижение сечения проводов по мере удаления от ТП (особенно на ответвлении, в удаленной точке которого и проводят измерения напряжения), эквивалентное значение ξ снижается. Для практических расчетов примем $\xi = F_г/100$. При этом формула для коэффициента $k_{э/н}$ будет иметь вид:

$$k_{э/н} = \frac{1+\operatorname{tg}^2\varphi}{1+F_г \operatorname{tg}\varphi/100} \cdot \frac{1+2k_з}{3}\left(1-0{,}25d_р\right). \qquad (2.52)$$

Коэффициент $k_{ни}$ в формуле (2.50) определяют по формуле (П3.18, см. прил. 3). Она довольно сложна для практического применения, так как исходит из необходимости замера токов во всех фазах. Если же характеризовать отличие токов в фазах относительным значением неодинаковости нагрузок фаз $\delta I_ф = (I_{макс} - I_{мин}) / I_{ср}$ и принять в качестве характерного значения $\delta I_ф = 0{,}5$ (что соответствует относительным токам в трех фазах 1,25; 1,0 и 0,75), то коэффициент $k_{ни}$ при одинаковом сечении нулевого и фазного проводов составит 1,13, а при сечении нулевого проводов в два раза меньшем фазного – 1,21. Для линий с различным распределением нагрузок по длине линии целесообразно применять более простую формулу (П3.19).

Недостатком метода расчета потерь мощности по измеренным потерям напряжения в линии является то, что он не учитывает потери энергии в ответвлениях. Потери напряжения до удаленной точки сети не изменяются от того, потребляется ли энергия непосредственно от какого-либо узла магистрали или проходит дальше еще и по ответвлению. Проблемой же практического использования этого метода является необходимость осуществления замеров потерь напряжения в линиях в режиме максимальной нагрузки. Такие замеры не только связаны с большими трудозатратами, но и имеют низкую достоверность. Это обусловлено необходимостью определения времени замеров, соответствующего максимуму нагрузки, и низкой точностью определения потерь напряжения как разности двух близких значений напряжения: каждое из них измерено прибором, конкретная погрешность которого в пределах диапазона, соответствующего классу точности, неизвестна. Другой проблемой является практическая невозможность проверки достоверности этих измерений на стадии экспертизы расчета. Поэтому данный метод можно считать скорее теоретическим, чем практическим, тем более для определения потерь во всех линиях 0,4 кВ, находящихся на балансе сетевой организации.

Расчет потерь на основе обобщенных данных о схемах линий

К обобщенным данным относятся: количество линий 0,4 кВ, сечение проводов их головных участков и суммарные длины магистрали, однофазных, двухфазных и трехфазных ответвлений.

Очевидно, что значение потерь зависит не только от суммарной длины участков линий, но и от особенностей их схем и распределения нагрузок по длине линий. Потери в линии, представляющей собой вытянутую магистраль, существенно отличаются от потерь в линии с такой же суммарной длиной участков, но со схемой, похожей на разветвленное дерево. Потери в линии с нагрузкой, сосредоточенной в ее конце, существенно отличаются от потерь в линии с нагрузками, распределенными по ее длине, и тем более с большой нагрузкой, сосредоточенной в ее начале.

Потери электроэнергии в линии 0,4 кВ определяют по формуле (прил. 3)

$$\Delta W = k_{0,4} \frac{W^2 (1-d_н)^2 (1+\operatorname{tg}^2\varphi) L_{экв.}}{F_м Д} \cdot \frac{1+2k_з}{3k_з}, \qquad (2.53)$$

где W – отпуск электроэнергии в линию за Д дней;

$d_н$ – доля энергии, потребляемой непосредственно с шин 0,4 кВ ТП или на незначительном расстоянии от него («беспотерьное» потребление);

$k_{0,4}$ – коэффициент, учитывающий характер распределения нагрузок по длине линии и неодинаковость нагрузок фаз;

$L_{экв.}$ – эквивалентная длина линии;

$F_м$ – сечение провода магистрали.

Из формулы (2.53) видно, что расчетное значение потерь существенно зависит от величины $d_н$. Например, при $d_н = 0{,}2$ значение потерь снижается до $(1-0{,}2)^2 = 0{,}64$ от его значения при $d_н = 0$. На рис. 2.1 к беспотерьным потребителям относятся бойлерная и клуб, получающие питание непосредственно с шин 0,4 кВ ТП. Если не указать их долю в виде $d_н$, то расчет по формуле (2.53) соответствует ситуации равномерного распределения потребляемой ими энергии по всем остальным точкам сети, что при $d_н = 0{,}2$ приводит к завышению расчетного значения потерь в $1/0{,}64 = 1{,}56$ раза. В линиях с большой долей потребления энергии вблизи шин 0,4 кВ ТП это увеличение будет еще более существенным. Например, при $d_н = 0{,}7$ потери окажутся завышенными в $1/0{,}09 = 11{,}1$ раза и вместо реальных 5 % расчет приведет к 55,5 %. Такой результат вызывает у расчетчика представление об ошибочности метода, хотя причина заключается в ошибочности заданных исходных данных.

Под сечением провода магистрали в формуле (2.53) понимается основное сечение проводов на ее участках. Если, например, с шин трансформатора осуществлен кабельный вывод сечением 120 мм² и длиной 20 м, а затем идет магистраль длиной 200 м, выполненная проводом сечением 35 мм², то следует использовать значение $F_м = 35$ мм².

При отсутствии данных о коэффициенте заполнения графика и (или) коэффициенте реактивной мощности принимают характерные для бытовых потребителей значения $k_з = 0{,}3$; $\mathrm{tg}\varphi = 0{,}6$.

Эквивалентную длину линии определяют по формуле

$$L_{экв.} = L_м + 0{,}44\,L_{2-3} + 0{,}22\,L_1, \qquad (2.54)$$

где $L_м$ – длина магистрали;

L_{2-3} – суммарная длина двухфазных и трехфазных ответвлений;

L_1 – длина однофазных ответвлений.

Под магистралью понимается наибольшее расстояние от шин 0,4 кВ ТП 6–20/0,4 кВ до наиболее удаленного потребителя, присоединенного к трехфазной линии.

При наличии стальных или медных проводов в магистрали или ответвлениях в формулу (2.54) подставляют длины линий, определяемые по формуле

$$L = L_а + 4\,L_с + 0{,}6\,L_м, \qquad (2.55)$$

где $L_а$, $L_с$ и $L_м$ – длины алюминиевых, стальных и медных проводов, соответственно.

Коэффициент $k_{0,4}$ при расчете потерь электроэнергии в одной линии определяют по формуле

$$k_{0,4} = 7{,}78 - 2{,}67\,d_р - 1{,}48\,d_р^2, \qquad (2.56)$$

а в совокупности линий – по формуле

$$k_{0,4} = 9{,}74 - 2{,}25\,d_р - 2{,}22\,d_р^2 - 0{,}21\,d_р^3. \qquad (2.57)$$

Распределенными нагрузками можно считать потребление энергии бытовыми абонентами (населением). Его можно определить на основе отчетности о полезном отпуске электроэнергии. Долю энергии, потребляемой распределенными нагрузками, определяют по формуле

$$d_р = \frac{W_{быт}}{W_\Sigma\left(1 - d_н\right)}. \qquad (2.58)$$

Долю энергии, потребляемой непосредственно с шин 0,4 кВ ТП или на незначительном расстоянии от него $d_н$, можно принять равной доле энергии, потребляемой коммунальными, торговыми

и культурно-просветительными предприятиями (в сельской местности ТП обычно проектировались рядом с такими потребителями).

В качестве расчетного сечения магистрали для совокупности линий принимают средневзвешенное сечение, определяемое с учетом распределения общего объема энергии по линиям с различными сечениями проводов головных участков. Более правильно определять потери для групп линий с одинаковыми сечениями проводов магистрали.

Следует иметь в виду, что формула (2.53) выведена для усредненной модели линии, поэтому определенные по ней расчетные потери в конкретной линии могут отличаться (иногда существенно) от их значения, определенного при представлении линии полной схемой. Областью использования этой формулы является расчет суммарных потерь в большом числе линий. При таком расчете разнонаправленные погрешности определения потерь в отдельных линиях в значительной степени компенсируются в суммарной величине.

Пример. Рассчитать потери электроэнергии за апрель месяц (Д = 30) в ВЛ 0,4 кВ длиной 1 км, выполненной проводом А-95 ($r_0 =$ = 0,30 Ом, $x_0 = 0{,}4$ Ом) с сосредоточенной в ее конце нагрузкой. За месяц в линию отпущено 10 тыс. кВт·ч. Остальные параметры, используемые в расчете, имеют следующие значения: $\mathrm{tg}\varphi = 0{,}5$; $k_з = 0{,}3$; $k_{ни} = 1{,}05$. Так как данная ВЛ является линией с сосредоточенной нагрузкой, то $d_р = 0$.

Решение. Максимальные значения активной и реактивной нагрузок составляют:

$$P_{макс} = \frac{W}{24\,Д\,k_з} = \frac{10000}{24 \cdot 30 \cdot 0{,}3} = 46{,}30 \text{ кВт},$$

$$Q_{макс} = 0{,}5 \cdot 46{,}30 = 23{,}15 \text{ квар}.$$

Расчетные потери электроэнергии и потери напряжения в максимум нагрузки, определенные по параметрам линии (эталон для сравнения методов), составляют:

$$\Delta W = \frac{46{,}30^2 + 23{,}15^2}{0{,}4^2} \cdot 0{,}30 \cdot \frac{0{,}3 + 2 \cdot 0{,}3^2}{3} \cdot 30 \cdot 24 \cdot 1{,}05 \cdot 10^{-6} = 0{,}608 \quad \text{тыс. кВт·ч};$$

$$\Delta U_\% = \frac{46{,}30 \cdot 0{,}30 + 23{,}15 \cdot 0{,}4}{0{,}4^2} \cdot 100 \cdot 10^{-3} = 14{,}47\,\%.$$

Расчет по формуле (2.53) – по обобщенным параметрам линии – приводит к следующему результату:

$$\Delta W = 7{,}78 \cdot \frac{10^2 \cdot \left(1 + 0{,}5^2\right)}{95 \cdot 30} \cdot \frac{1 + 2 \cdot 0{,}3}{3 \cdot 0{,}3} = 0{,}608 \text{ тыс. кВт·ч}.$$

Расчет по потерям напряжения в линии выполняем в следующей последовательности. В соответствии с формулой (2.51) при $\xi = 0{,}4 / 0{,}3 = 1{,}33$:

$$k_{э/н} = \frac{1+0{,}5^2}{1+1{,}33 \cdot 0{,}5} \cdot \frac{1+2 \cdot 0{,}3}{3} = 0{,}4.$$

Если с помощью замера напряжений в начале и конце линии получены потери напряжения, точно соответствующие действительным 14,47 % (что маловероятно), то потери энергии по формуле (2.50) составят:

$$\Delta W_{\%} = 14{,}47 \cdot 1{,}05 \cdot 0{,}4 = 6{,}08\ \% \text{ или } 0{,}608 \text{ тыс. кВт·ч}.$$

Полученные результаты показывают, что для такой простой линии результаты расчетов по оценочным выражениям совпадают с результатом точного расчета. Погрешности оценки потерь электроэнергии в реальных сетях более сложных конфигураций будут определяться погрешностями допущений, принятых при выводе формул, и погрешностями измерения потерь напряжения.

2.1.12. Расчет потерь во внутридомовых сетях многоэтажных зданий

Возможны два способа расчета таких потерь:

1) расчет суммарных потерь в линии 0,4 кВ с учетом потерь во внутридомовых сетях;

2) отдельный расчет потерь во внутридомовой сети.

Первый способ используется, если данные об отпуске электроэнергии во внутридомовую сеть каждого дома отсутствуют. В этом случае в формуле (2.54) суммарную длину стояков в зданиях включают в длину однофазных ответвлений. Очевидно, что такой расчет имеет небольшую точность, так как потери во внутридомовых сетях определяются опосредованно через энергию, передаваемую по головному участку линии 0,4 кВ. Вместе с тем в связи с относительной малостью их значений, эта погрешность несущественно сказывается на точности расчета суммарных потерь в сетях 0,4 кВ в целом.

Второй способ используется, если имеются данные об отпуске электроэнергии во внутридомовую сеть каждого дома и по каким-либо причинам требуется более точный расчет потерь во внутридомовой сети отдельно от суммарных потерь в линиях 0,4 кВ.

В этом случае в формулу (2.53) в качестве W подставляют средний отпуск электроэнергии в один стояк внутридомовой сети, в качестве $F_т$ – среднее значение суммарного сечения кабелей, проложенных в одном стояке. Длина стояка в формуле (2.54) считается

длиной магистрали. Коэффициент $k_{0,4}$ определяют по формуле (2.56), в которой d_p принимают равным единице.

Данные об отпуске энергии в одну линию, о среднем сечении проводов на магистралях этих линий и о суммарной длине линий должны соответствовать друг другу. Например, отпуск энергии в здание составляет 200 тыс. кВт·ч, из которых 50 тыс. кВт·ч потребляется лифтовыми установками и другими устройствами, находящимися в непосредственной близости от ввода в здание. Остальные 150 тыс. кВт·ч передаются по внутридомовой сети. При наличии в здании пяти стояков высотой 30 м, в каждом из которых проложено по два кабеля сечением 6 мм², возможны два способа задания исходных данных, приводящие к одинаковым результатам:

в качестве линии рассматривается кабель сечением 6 мм², в каждую линию отпускается 150/10 = 15 тыс. кВт·ч, суммарная длина участков линий составляет 0,3 км (10 линий по 30 м);

в качестве линии рассматривается стояк, сечение которого составляет 12 мм², в каждую линию отпускается 150/5 = 30 тыс. кВт·ч, суммарная длина участков линий составляет 0,15 км (5 линий по 30 м).

К таким же результатам приведет и рассмотрение всей внутридомовой сети как одной линии сечением 60 мм². Длина такой линии 0,03 км, а отпуск энергии в нее составляет 150 тыс. кВт·ч. Нетрудно убедиться, что величина $W_o^2 L / F_т$ одинакова при любых способах ее расчета:

$$\frac{W_o^2 L}{F_т} = \frac{15^2 \cdot 0{,}3}{6} = \frac{30^2 \cdot 0{,}15}{12} = \frac{150^2 \cdot 0{,}03}{60}.$$

2.1.13. Нормативные методы расчета нагрузочных потерь и классы их точности

Известно, что чем выше номинальное напряжение сети, тем более подробная информация о нагрузках регистрируется. Учитывая необходимость уточнения расчетов, нельзя признать нормальным, когда для расчета потерь в сетях более высокого напряжения используется метод, основанный на учете ограниченного объема информации, характерного для сетей более низкого напряжения. Нормативный метод расчета представляет собой метод с наименьшей точностью, применение которого допустимо для сетей данного класса напряжения. Классы точности методов расчета потерь определены в прил. 4.

В качестве нормативных методов расчета нагрузочных потерь электроэнергии могут применяться:

в сетях 330–750 кВ – метод оперативных расчетов (класс точности 1);

в сетях 35–220 кВ при отсутствии реверсивных перетоков энергии по межсетевым связям – метод расчетных суток (класс точности 3);

в сетях 35–220 кВ при наличии реверсивных перетоков – метод средних нагрузок с разделением всех часовых режимов на группы с одинаковыми направлениями потоков энергии и проведением расчета потерь для каждой группы режимов с определением $k_ф^2$ по формуле (2.5). Класс точности метода при использовании в расчете коэффициента $k_р$, учитывающего неодинаковость графиков нагрузок в узлах, равен 3, без применения этого коэффициента – 8.

в сетях 6–20 кВ – метод средних нагрузок (класс точности для одного фидера 25);

в сетях 0,4 кВ – метод оценки потерь на основе зависимостей потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сетей (класс точности для одной линии 40).

При расчете суммарных потерь в n фидерах (линиях) 0,4–6–20 кВ погрешность уменьшается в $\sqrt{n}$ раз).

Нормативный метод рассматривается как *минимально допустимый* для расчета потерь в сетях данного класса напряжения. При возможности получения большего объема информации о схемах и нагрузках узлов сети целесообразно переходить на метод более высокого уровня. В частности, при расчете потерь в сетях 0,4 кВ рекомендуется постепенно переходить с оценочного метода на метод средних нагрузок с использованием полных схем сетей. По мере оснащения сетей 35–220 кВ средствами ТИ необходимо переходить на методы оперативных расчетов потерь мощности и т. д.

Вместе с тем при отсутствии счетчиков на подстанциях 35 кВ временно до их установки можно применять для расчетов потерь в этих сетях метод наибольших потерь. Аналогичная ситуация возможна и в сетях 6–10 кВ, хотя отсутствие счетчиков на головных участках фидеров является очень редкой ситуацией и ее следует исправлять в первую очередь.

2.1.14. Нагрузочные потери в оборудовании подстанций

Потери в ТТ, заградителях высокочастотной связи и токоограничивающих реакторах по существу являются нагрузочными потерями. Все эти элементы включаются в «рассечку» линии, то есть последовательно, поэтому потери в них зависят от протекающей через них мощности. Нагрузочными являются также потери в соединительных проводах и сборных шинах РУ подстанций, однако в настоящее время отсутствует практика их расчета на основе расчета режимов подстанционных схем. Поэтому их определяют по усредненным значениям и в отчетности включают в состав условно-

постоянных потерь. По этой же причине по усредненным значениям определяют и потери в ТТ (см. п. 2.2).

Потери в заградителях ВЧ-связи и в токоограничивающих реакторах рассмотрены ниже. Потери в высокочастотных заградителях (ВЗ) рассмотрены в связи с легкостью их учета непосредственно в расчете нагрузочных потерь, а отдельный расчет потерь в реакторах необходим, например, в случае если реактор находится на балансе потребителя, а энергия фиксируется за реактором.

Заградители высокочастотной связи

По проводам линий электропередачи, кроме тока промышленной частоты, передают сигналы ВЧ-связи. Оборудование подстанций оказывает сильное шунтирующее воздействие на эти сигналы. Для ослабления этого воздействия перед шинами приемной и передающей подстанций устанавливают ВЗ, представляющие собой реакторы с небольшим активным сопротивлением, «запирающие» сигналам ВЧ-связи путь на шины подстанции. Перед реактором к фазному проводу присоединяют конденсатор связи и фильтр присоединения, через которые сигналы связи, «очищенные» от основной частоты, попадают в аппаратуру связи и телемеханики. Эти устройства, называемые устройствами присоединения ВЧ-связи, присоединяются между фазой и землей, то есть поперечно. Для передачи сигналов ВЧ-связи используют и грозозащитные тросы. Аппаратура получает питание от рабочего напряжения 220 В; расход электроэнергии на аппаратуру связи и телемеханики входит в расход на СН подстанции, поэтому отдельный расчет этой составляющей не имеет смысла. Устройства присоединения ВЧ-связи потребляют небольшую мощность в постоянном режиме, поэтому потери в них относятся к потерям холостого хода и рассмотрены в п. 2.2.5.

Потери мощности в ВЗ различных типов при номинальном токе составляют от 0,14 до 40 кВт. Ток, проходящий через заградитель, равен току линии и, как правило, отличается от номинального тока ВЗ. Так как значение тока в линии определяется в результате расчета режима сети, то наиболее правильным способом учета потерь в ВЗ является включение его сопротивления в расчетную схему. В табл. 2.1 приведены параметры ВЗ, эксплуатируемых в сетях. Активные и реактивные сопротивления ВЗ рассчитаны на основе паспортных данных по формулам, Ом:

$$R_{ВЗ} = \left(\Delta P_{ном} / I^2_{ном}\right)10^3; \qquad X_{ВЗ} = 2\pi f \cdot L, \tag{2.59}$$

где $\Delta P_{ном}$ – потери мощности в ВЗ, кВт, при номинальном токе $I_{ном}$, А; f = 50 Гц;

L – индуктивность ВЗ на частоте 50 Гц, Гн.

Таблица 2.1

Параметры высокочастотных заградителей связи

$I_{ном}$, А	L, мГн	$\Delta P_{ном}$, кВт	$X_{ВЗ}$, Ом	$R_{ВЗ}$, Ом	a_L, м/мм²
100	0,57	0,14	0,18	0,0140	0,49
200	0,60	0,62	0,19	0,0155	0,54
400	0,30	1,00	0,09	0,0063	0,22
630	0,55	5,00	0,17	0,0126	0,44
1250	0,54	8,50	0,17	0,0054	0,19
2000	0,58	16,00	0,18	0,0040	0,15
2000	1,03	23,00	0,32	0,0058	0,20
4000	0,52	40,00	0,16	0,0025	0,09

Для оценки весомости потерь в ВЗ можно использовать формулу, по которой определяют эквивалентную длину линии $L_{экв}$, м, сечением F, мм², активное сопротивление которой равно сопротивлению ВЗ:

$$L_{экв} = \frac{R_{ВЗ}}{28{,}5} F = a_L F, \qquad (2.60)$$

где a_L – коэффициент, приведенный в табл. 2.1.

Так, для линии сечением $F = 300$ мм² сопротивление ВЗ с номинальным током 630 А эквивалентно увеличению длины линии на $L_{экв} = 0{,}44 \cdot 300 = 132$ м. Эквивалентную длину определяют только для оценки ее весомости. Увеличивать в расчетах режимов фактическую длину линии для учета ВЗ не совсем верно, так как ВЛ и ВЗ имеют определенные соотношения активных и реактивных сопротивлений. Поэтому сопротивления ВЗ следует просто прибавлять к сопротивлениям линии.

При учете сопротивлений ВЗ следует иметь в виду, что они не всегда устанавливаются во всех фазах линий. Такая их установка производится, как правило, только на линиях 330 кВ и выше. В линиях 220 кВ для ВЧ-связи используются одна-две фазы, а в линиях 110 кВ – одна фаза. Так как расчеты режимов ведутся на основе однолинейной схемы, то при наличии ВЗ только в одной фазе в расчетную схему следует включать 1/3 сопротивления ВЗ, при наличии в двух фазах – 2/3.

Токоограничивающие реакторы

По своей конструкции токоограничивающие реакторы мало отличаются от ВЗ. В паспортных данных потери в реакторах приводятся в виде удельных потерь мощности $\Delta p_{ном}$, кВт/фазу, при номинальном токе.

Потери энергии в трехфазной группе реакторов за Д дней определяют по формуле, тыс. кВт·ч:

$$\Delta W_p = 3 \Delta p_{ном} \left(\frac{I_p}{I_{ном}} \right)^2 \tau_0 \, 24 \, Д \, 10^{-3}, \qquad (2.61)$$

где I_p и $I_{ном}$ – соответственно, максимальный рабочий и номинальный токи реактора, А.

Подставляя в формулу (2.61) выражение для максимального рабочего тока

$$I_p = \frac{W \sqrt{1 + \mathrm{tg}^2 \varphi}}{24 \, Д \sqrt{3} \, U_{ном} \, k_э} 10^3, \qquad (2.62)$$

получим формулу

$$\Delta W_p = 13{,}9 \, \Delta p_{ном} \frac{W^2 \left(1 + \mathrm{tg}^2 \varphi\right)}{Д \, U_{ном}^2 \, I_{ном}^2} \cdot \frac{1 + 2k_э}{k_э}, \qquad (2.63)$$

в которую W подставляют в тыс. кВт·ч, $U_{ном}$ – в кВ, $I_{ном}$ – в амперах.

Пример. Рассчитать потери электроэнергии за январь в трехфазной группе токоограничивающих реакторов с номинальным током 400 А, удельными потерями $\Delta p_{ном} = 1{,}6$ кВт/фазу, установленных в линии напряжением 10 кВ. За месяц в линию отпущено 2400 тыс. кВт·ч, коэффициент заполнения графика $k_э = 0{,}7$, $\mathrm{tg}\,\varphi = 0{,}5$.

Решение. Подставляя указанные данные в формулу (2.63), получим:

$$\Delta W_p = 13{,}9 \cdot 1{,}6 \frac{2400^2 \left(1 + 0{,}5^2\right)}{31 \cdot 10^2 \cdot 400^2} \cdot \frac{1 + 2 \cdot 0{,}7}{0{,}7} = 1{,}11 \text{ тыс. кВт·ч}.$$

2.2. Условно-постоянные потери

2.2.1. Потери холостого хода в силовых трансформаторах

Потери холостого хода в силовых трансформаторах (автотрансформаторах) определяют на основе известных из паспортных данных потерь мощности холостого хода ΔP_x, кВт, по формуле, тыс. кВт·ч:

$$\Delta W_x = \Delta P_x \sum_{i=1}^{m} \Delta T_i \left(\frac{U_i}{U_{ном}} \right)^2 10^{-3}, \qquad (2.64)$$

где U_i – напряжение на вводах трансформатора в i-м режиме.

2.2.2. Потери в компенсирующих устройствах

Потери в компенсирующих устройствах (КУ) зависят от типа устройства.

Потери в батареях статических конденсаторов (БСК) определяют на основе известных удельных потерь мощности $\Delta\rho_{БК}$:

$$\Delta W_{БК} = \Delta\rho_{БК} W_{QБК}, \qquad (2.65)$$

где $W_{QБК}$ – реактивная энергия, выработанная батареей конденсаторов за расчетный период. Обычно $\Delta\rho_{БК} = 0{,}003$ кВт/квар.

Потери в статических тиристорных компенсаторах (СТК) определяют по такой же формуле. Тиристорные компенсаторы, как правило, имеют индивидуальную конструкцию, поэтому удельные потери в конкретном компенсаторе определяют на основе его паспортных данных. Среднее значение $\Delta\rho_{СТК} = 0{,}006$ кВт/квар.

Потери в синхронных компенсаторах (СК) теоретически нельзя полностью отнести к потерям холостого хода, так как потери в любой электрической машине имеют и нагрузочную составляющую (как и в трансформаторе). Однако, поскольку эта составляющая потерь зависит не от нагрузки сети, а от нагрузки самого СК, а последняя не имеет прямой связи с нагрузкой сети, потери в СК в целом относят к условно-постоянным потерям.

Формула для их расчета имеет вид:

$$\Delta W_{СК} = \Delta P_{ном} T_{СК}\left[d_x + (1-d_x)k_{макс}^2\frac{k_з + 2k_з^2}{3}\right], \qquad (2.66)$$

где $\Delta P_{ном}$ – потери в СК при номинальной загрузке;

$T_{СК}$ – время работы СК в расчетном периоде;

$k_{макс} = Q_{макс.х}/Q_{ном}$ – коэффициент максимальной загрузки СК;

d_x – доля потерь холостого хода в значении $\Delta P_{ном}$.

Значения $\Delta P_{ном}$ для типовых мощностей СК – $S_{СК}$ приведены ниже:

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

Коэффициент заполнения графика реактивной нагрузки СК определяют по выработанной СК реактивной энергии $W_{QСК}$ за время $T_{СК}$:

$$k_{зСК} = \frac{W_{QСК}}{Q_{макс} T_{СК}}. \qquad (2.67)$$

Значение $W_{QСК}$ определяют как сумму потребленной и отданной в сеть реактивной энергии. Среднее значение $k_{зСК} = 0{,}3$.

Значение d_x для используемых СК находится в диапазоне 0,3–0,5. В расчетах может быть использовано среднее значение 0,4. При этом формула (2.66) приобретает вид:

$$\Delta W_{СК} = 0{,}4\,\Delta P_{ном} T_{СК} + 0{,}1\,\Delta P_{ном} k_{макс}^2 T_{СК} = (0{,}4 + 0{,}1k_{макс}^2)\,\Delta P_{ном} T_{СК}. \qquad (2.68)$$

Если принять средние значения параметров режима СК $k_{макс} = 0{,}7$ и $T_{СК} = 6000$ ч, то

$$\Delta W_{СК} = 2700\,\Delta P_{ном}. \qquad (2.69)$$

В качестве СК иногда используются генераторы старых, неэкономичных станций, выведенных из работы (турбогенератор без турбины), или генераторы действующих станций, не используемых в какой-то период по основному назначению. Потери в них существенно зависят от режима работы турбины. Ниже приведены коэффициенты увеличения потерь для различных режимов работы генераторов, переведенных в режим СК, по сравнению с потерями в СК такой же мощности:

Турбогенератор:
- без турбины 1,8
- с турбиной, вентилируемой паром 3,9
- с турбиной на холостом ходу 6,8

Гидрогенератор:
- с турбиной при закрытом направляющем аппарате 2,9
- с турбиной на холостом ходу 10,7

Средняя продолжительность использования максимальной мощности БСК составляет около 2000 ч в год, а СТК – 4000 ч в год.

Годовые потери в СК, БСК и СТК, рассчитанные по формулам (2.65) и (2.69), приведены в табл. 2.2. Потери в синхронных двигателях при использовании их в качестве источника реактивной мощности рассмотрены в п. 7.1.10.

Таблица 2.2

Расчетные потери электроэнергии в компенсирующих устройствах

Вид оборудования	Потери энергии, тыс. кВт·ч в год, при номинальной мощности КУ, МВ·А								
	5	7,5	10	15	30	50	100	160	320
СК	400	540	675	970	1570	2160	3645	4725	10 260
БСК	30	45	60	90	180	300	600	960	1920
СТК	120	180	240	360	720	1200	2400	3840	7680

Примечание. При мощности КУ, отличной от приведенной в табл. 2.2, потери определяют с помощью линейной интерполяции.

2.2.3. Потери в шунтирующих реакторах

Потери в шунтирующих реакторах (ШР) определяют по формуле (2.64) на основании известных потерь мощности в реакторах. В паспортных данных они не называются потерями холостого хода, а просто потерями в реакторе, однако имеют ту же природу, что и потери ΔP_x в трансформаторах.

Расчетные потери в ШР (на 3 фазы) при среднем числе часов их использования, равном 6000 ч, приведены в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Расчетные потери электроэнергии в шунтирующих реакторах

Удельные потери энергии, тыс. кВт·ч/МВ·А в год, при напряжении, кВ			
6	84,0	110	32,4
10	84,0	154	31,0
15	74,4	220	28,8
20	64,8	330	25,8
35	36,0	500	20,4
60	34,8	750	19,2

2.2.4. Потери в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций

Потери в этом оборудовании определяются сечениями и длинами проводников на территории подстанции и их токовыми нагрузками. Хотя эти потери по существу являются нагрузочными, однако в настоящее время отсутствует практика их расчета на основе расчета режимов подстанционных схем. Поэтому их оценивают по усредненным данным и в отчетности включают в состав условно-постоянных потерь.

Сопротивление алюминиевого провода связано с его сечением F, мм², и длиной L соотношением $R \approx 30\, L/F$ (для проводов больших сечений), а ток в проводе $I = j\, F$. С учетом этих соотношений годовые потери электроэнергии в одном проводнике могут быть определены по формуле, тыс. кВт·ч в год:

$$\Delta W_{пс} = 3I^2 R\tau = 90Fj^2 L\tau\, 10^{-9}. \qquad (2.70)$$

Значения, определенные по формуле (2.70) для средних сечений и суммарных длин проводников на подстанциях различного напряжения и расчетного значения $\tau = 4000$ ч, приведены в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций

Номинальное напряжение, кВ	Средняя протяженность соединительных проводов и сборных шин на подстанции, м	Расчетное сечение, мм²	Потери электроэнергии, тыс. кВт·ч в год
6–20*	50	70	1,3
35	50	150	2,9
60	100	150	5,8
110	160	185	11,4
154	200	240	18,4
220	270	300	31,1
330	430	600	99,1
500	900	1200	414,7
750	1200	1600	737,3

* Данные относятся к распределительным пунктам. На обычных ТП 6–20/0,4 кВ протяженность соединительных проводов мала и потери в них принимают равными нулю.

2.2.5. Потери в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжения, устройствах присоединения ВЧ-связи, измерительных трансформаторах и счетчиках прямого включения

Вентильный разрядник (РВ) представляет собой последовательно соединенные активное сопротивление, шунтирующее искровой промежуток, и колонку дисков, изготовленных из материалов на основе карбида кремния и образующих нелинейные сопротивления (резисторы).

В нормальном режиме через РВ течет небольшой ток, определяемый суммарным сопротивлением данной электрической цепи. Разрядники устанавливают в каждой фазе сети. Разрядники типа РВО

не имеют шунтирующих сопротивлений и их токи проводимости почти в 100 раз меньше, чем у РВ с шунтирующими сопротивлениями, поэтому потерями энергии в них можно пренебречь. Разрядники для сетей до 35 кВ включительно изготавливаются в виде одного блока (элемента), а для сетей более высоких напряжений набираются из последовательно соединяемых элементов более низких напряжений.

Ограничители перенапряжений (ОПН), используемые в сетях 35 кВ и выше, представляют собой колонки дисков, изготовленных на основе оксидно-цинковых материалов; это еще более нелинейные сопротивления, чем используемые в РВ. Наиболее часто используются резисторы диаметром 28 мм и высотой 8 мм. Высота колонки резисторов пропорциональна номинальному напряжению. Например, в фазе ОПН 500 кВ устанавливаются колонки резисторов высотой 4,8 м. Число параллельных колонок в фазе также зависит от номинального напряжения: 1 – при напряжении до 35 кВ; 4 – 110 кВ; 7 – 220 кВ; 12 – 330 кВ; 18 – 500 кВ; 26 – 750 кВ.

Измерительные ТТ и ТН представляют собой многообмоточные трансформаторы специальной конструкции, состоящие из одной первичной обмотки и нескольких вторичных. Одна из вторичных обмоток предназначена для измерительных целей, к ней присоединяются соответствующие цепи счетчиков, ваттметров и измерительных преобразователей системы ТИ. К остальным обмоткам, называемым в ТТ защитными, а в ТН дополнительными, присоединяются различные виды устройств релейной защиты и автоматики. Число защитных обмоток у наиболее часто используемых типов ТТ составляет: 1 – у трансформаторов 6–10 кВ; 2 – 35 кВ; 3 – 110 кВ и выше.

В ТН, используемых в сетях общего назначения, предусматриваются две вторичные обмотки: основная и дополнительная. На каждый тип ТН устанавливаются значения наибольшей вторичной нагрузки, при которой обеспечивается тот или иной класс точности. Например, ТН типа ЗНОЛ.06 при мощности вторичной нагрузки не более 50 Вт обеспечивает класс точности 0,2; при 75 Вт – класс 0,5; при 150 Вт – класс 1; при 300 Вт – класс 3.

В каждой точке учета электроэнергии на напряжениях 6–35 кВ используется два ТТ, а на напряжении 110 кВ и выше – три; во всех случаях устанавливаются три однофазных ТН (в сетях 6–10 кВ могут использоваться трехфазные ТН).

Первичная обмотка ТТ представляет собой один-два витка провода сечением до 1200 мм², вторичные обмотки – несколько сотен витков сечением до 10 мм². Шинные и встроенные ТТ не имеют отдельной первичной обмотки, ее роль выполняет входной провод силового трансформатора. Номинальный ток вторичной цепи

составляет, как правило, 5 А (для ТТ сверхвысоких напряжений – 1 А), а номинальные первичные токи – от 50 до 25 000 А в зависимости от максимального тока контролируемого присоединения. Очевидно, что потери в ТТ по существу являются нагрузочными потерями.

ТН в отличие от ТТ работают в практически стабильном режиме в течение всего расчетного периода, поэтому потери в них являются условно-постоянными, хотя они незначительно изменяются при изменении напряжения в точке их присоединения.

Удельные потери в перечисленном оборудовании приведены в табл. 2.5.

Таблица 2.5

Потери электроэнергии в вентильных разрядниках (РВ), ограничителях перенапряжений (ОПН), измерительных трансформаторах тока (ТТ) и напряжения (ТН) и устройствах присоединения ВЧ-связи (УПВЧ)

Вид оборудования	Потери электроэнергии, тыс. кВт·ч/год, при напряжении оборудования, кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
РВ	0,009	0,021	0,033	0,047	0,091	0,27	0,60	1,05	1,59	3,32	4,93	4,31
ОПН	0,001	0,001	0,002	0,004	0,013	0,10	0,22	0,40	0,74	1,80	3,94	8,54
ТТ	0,06	0,1	0,15	0,2	0,4	0,6	1,1	1,5	2,2	3,3	5,0	7,5
ТН	1,54	1,9	2,35	2,7	3,6	6,2	11,0	11,8	13,1	18,4	28,9	58,8
УПВЧ	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,12	0,22	0,30	0,43	2,12	3,24	4,93

Примечания.

1. Потери электроэнергии в УПВЧ даны на одну фазу, для остального оборудования – на три фазы.
2. Потери электроэнергии в ТТ напряжением 0,4 кВ принимают равными 0,05 тыс. кВт·ч/год.

Потери электроэнергии в электрических счетчиках 0,22–0,66 кВ принимают в соответствии со следующими данными, кВт·ч в год на один счетчик:

однофазный, индукционный – 18,4;
трехфазный, индукционный – 92,0;
однофазный, электронный – 21,9;
трехфазный, электронный – 73,6.

Обоснование значений всех описанных выше составляющих потерь приведено в прил. 2.

2.2.6. Потери в изоляции кабельных линий

Потери в изоляции кабелей за расчетный период T, ч, определяют по формуле, тыс. кВт·ч:

$$\Delta W_{\text{каб}} = b_c U^2 \operatorname{tg}\delta L_{\text{каб}} T, \qquad (2.71)$$

где b_c – емкостная проводимость кабеля, Сим/км;
U – номинальное напряжение, кВ;
$L_{\text{каб}}$ – длина кабеля, км;
$\operatorname{tg}\delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь, определяемый по формуле

$$\operatorname{tg}\delta = (0{,}003 + 0{,}0002\, T_{\text{сл}})(1 + a_{\text{ст}}\, T_{\text{сл}}), \qquad (2.72)$$

где $T_{\text{сл}}$ – число лет эксплуатации кабеля.

Значения коэффициентов в формуле (2.72) получены автором на основе экспертной оценки исходя из следующих соображений. Для кабелей 6–10 кВ, изготавливавшихся в начале 1960-х гг., $\operatorname{tg}\delta$ составлял в среднем 0,011. Для современных кабелей $\operatorname{tg}\delta = 0{,}003$. Предполагая линейную зависимость постепенного улучшения качества изоляционных материалов в связи с совершенствованием технологии в течение 40 лет, можно считать, что снижение за этот срок $\operatorname{tg}\delta$ на 0,008 соответствует тренду 0,0002 ед./год. Величина в первой скобке формулы (2.72) отражает тот факт, что чем больше срок службы кабеля, тем с худшими характеристиками изоляции он был изготовлен. Кроме того, в течение срока эксплуатации происходит старение изоляции. Происходящее при этом увеличение $\operatorname{tg}\delta$ отражается второй скобкой. Коэффициент старения, полученный на основе экспертной оценки, $a_{\text{ст}} = 0{,}05$.

Для эксплуатируемых в настоящее время кабелей значения $\operatorname{tg}\delta$ могут быть приняты равными: 0,008 – для кабелей напряжением 6–10 кВ; 0,006 – 20–35 кВ; 0,003 – 110–220 кВ. Годовые потери, рассчитанные по формуле (2.71) по справочным данным о емкостной проводимости кабелей различных сечений и напряжений, приведены в табл. 2.6.

Таблица 2.6

Потери электроэнергии в изоляции кабелей

Сечение, мм²	Потери электроэнергии в изоляции кабеля, тыс. кВт·ч/км в год, при номинальном напряжении, кВ					
	6	10	20	35	110	220
10	0,14	0,33	–	–	–	–
16	0,17	0,37	–	–	–	–
25	0,26	0,55	1,18	–	–	–
35	0,29	0,68	1,32	–	–	–
50	0,33	0,75	1,52	–	–	–
70	0,42	0,86	1,72	4,04	–	–
95	0,55	0,99	1,92	4,45	–	–
120	0,60	1,08	2,05	4,66	26,6	–
150	0,67	1,17	2,25	5,26	27,0	
185	0,74	1,28	2,44	5,46	29,1	–
240	0,83	1,67	2,80	7,12	32,4	–
300	–	–	–	–	35,2	80,0
400	–	–	–	–	37,4	90,0
500	–	–	–	–	44,4	100,0
625	–	–	–	–	49,3	108,0
800	–	–	–	–	58,2	120,0

2.2.7. Потери в трансформаторах дугогасящих реакторов

Дугогасящие реакторы устанавливают в сетях с незаземленной нейтралью (6–35 кВ) для компенсации емкостных токов при однофазном замыкании на землю. Для присоединения реактора к шинам подстанции используют обычный трансформатор 6–35 кВ, первичные обмотки которого соединяют в звезду, а вторичные – в замкнутый треугольник. Реактор присоединяют к нейтрали первичной обмотки. Большинство эксплуатируемых реакторов представляет собой катушки воздушного типа (без магнитной системы), поэтому потери холостого хода в реакторе практически отсутствуют. В нормальном режиме работы сети ток в трансформаторе и реакторе равен

нулю. Потери в устройстве в целом определяются только потерями холостого хода в трансформаторе присоединения. При присоединении реактора к нейтрали силового трансформатора дополнительных потерь не возникает вообще.

2.3. Потери, определяемые погодными условиями

2.3.1. Общая характеристика

К потерям, определяемым погодными условиями, относятся три вида потерь: потери на корону, потери от токов утечки по изоляторам ВЛ и подстанций и расход на плавку гололеда.

Теоретически корреляция с погодными условиями существует для большинства составляющих потерь. Уровень электропотребления существенно зависит от погодных условий, поэтому и нагрузочные, и условно-постоянные потери также имеют определенную зависимость от погодных условий. Однако в этом случае наиболее существенным фактором, характеризующим погодные условия, является температура воздуха. Сезонная динамика заметно проявляется в нагрузочных потерях, расходе электроэнергии на СН подстанций и недоучете электроэнергии, обусловленном погрешностями системы ее учета (летом они в относительных единицах выше, так как при снизившихся нагрузках ТТ работают в зонах нагрузок, еще более далеких от номинальных).

Вместе с тем существуют составляющие потерь, значение которых определяется не температурой воздуха, а характером (видом) погоды. К ним прежде всего следует отнести потери на корону, возникающую на проводах высоковольтных линий электропередачи из-за большой напряженности электрического поля на их поверхности. Значение напряженности определяется не только рабочим напряжением и конструкцией фазы линии, но и влиянием внешних образований на проводе (капель дождя, иголок изморози и т. п.). Изменяются и электрические характеристики самого воздуха. В качестве типовых видов погоды при расчете потерь на корону принято выделять (в порядке возрастания потерь) хорошую погоду, сухой снег, дождь и изморозь.

Потери электроэнергии в сетях из-за токов утечки по изоляторам ВЛ обусловлены тем, что увлажнение загрязненного изолятора создает на его поверхности проводящую среду (электролит); это приводит к существенному возрастанию тока утечки. Такие потери происходят в основном во время влажной погоды (туман, роса, моросящие дожди). При интенсивном дожде загрязнения частично смываются. Проведенные расчеты показали, что суммарные потери

электроэнергии в сетях из-за токов утечки по изоляторам ВЛ всех напряжений (от 6 кВ) оказываются соизмеримыми с потерями на корону на линиях 110 кВ и выше. При этом приблизительно половина их суммарного значения приходится на сети 35 кВ и ниже, на которых короны не существует. Токи утечки, как и токи короны, имеют чисто активный характер и поэтому являются прямой составляющей потерь электроэнергии.

В постановке проводившихся ранее исследований короны на проводах ВЛ и токов утечки по изоляторам ВЛ много общего. Токи утечки исследовались специалистами по изоляции с целью обеспечения надежности изоляторов. Потери на корону исследовались специалистами по технике высоких напряжений с целью обоснования технической возможности применения (с учетом помех радиосвязи и других проблем электромагнитной совместимости) и экономической конкурентоспособности линий электропередачи сверхвысоких и ультравысоких напряжений. И в той, и другой области исследованиям подвергались критические ситуации. Существуют, например, многочисленные исследования токов утечки в условиях чрезмерного загрязнения изоляторов в предразрядных ситуациях, однако практически невозможно обнаружить экспериментальные данные по токам утечки в более легких условиях. С точки зрения требований к изоляции более легкие условия не представляли интереса для исследователей.

По этим же причинам мало интереса проявлялось к определению уровней потерь на корону на линиях 110 кВ, так как корона на этих линиях практически не сказывалась на их сопоставительных технико-экономических показателях. В настоящее время потери электроэнергии в сетях энергоснабжающих организаций являются одной из составляющих, определяющих значение тарифа на электроэнергию. При этом с экономических позиций более важным становится расчет потерь на корону в сотнях линий 110 кВ, чем в одной линии 500 кВ. Очевидно, что когда в расчеты включаются даже малые составляющие потерь (в измерительных трансформаторах, счетчиках прямого включения, токоограничивающих реакторах, устройствах присоединения ВЧ-связи и в изоляции кабельных линий), пренебрегать потерями на корону в линиях 110 кВ нелогично.

Ниже излагаются методы расчета описанных составляющих потерь, зависящих от погодных условий.

2.3.2. Потери на корону

Потери на корону зависят от сечения провода и рабочего напряжения (чем меньше сечение и выше напряжение, тем больше удельная напряженность на поверхности провода), конструкции фазы,

а также от вида погоды. Удельные потери при различных видах погоды определяют на основании экспериментальных исследований. В табл. 2.7 приведены усредненные по конструкции фазы значения удельных потерь мощности на корону, рассчитанные в соответствии с «Руководящими указаниями по учету потерь на корону и помех от короны при выборе проводов воздушных линий электропередачи переменного тока 330–750 кВ и постоянного тока 800–1500 кВ» и дополнительными экспериментальными данными, полученными в ОАО «ВНИИЭ» для ВЛ различных напряжениий [2], а в табл. 2.8 – продолжительности погодных условий на территории различных объединенных энергосистем (ОЭС).

Таблица 2.7

Удельные потери мощности на корону, усредненные по конструкции фазы

Номинальное напряжение, кВ	Удельные потери мощности на корону, кВт/км, при погоде:			
	хорошей	сухом снеге	дожде	изморози
1150	11,2	34,3	108,3	278,0
750	4,2	16,55	60,0	122,5
500	2,3	8,8	29,0	76,0
400	1,3	5,0	18,1	54,4
330	0,9	3,9	13,0	28,8
220	0,3	1,1	3,0	12,0
154	0,12	0,35	1,2	4,2
110	0,03	0,12	0,35	1,2

Таблица 2.8

Продолжительность различных видов погоды на территории ОЭС

ОЭС	Продолжительность, о. е.			
	хорошей	сухого снега	дождя	изморози
Центра	0,803	0,090	0,074	0,033
Средней Волги	0,782	0,089	0,068	0,061
Урала	0,869	0,066	0,041	0,024

Окончание табл. 2.8

ОЭС	Продолжительность, о. е.			
	хорошей	сухого снега	дождя	изморози
Северо-Запада	0,776	0,085	0,092	0,047
Северного Кавказа	0,863	0,023	0,074	0,040
Сибири	0,795	0,133	0,035	0,037
Востока	0,772	0,092	0,068	0,068

При плохой погоде потери существенно возрастают. При изморози их значение в 25–40 раз больше, чем при хорошей погоде. Продолжительность разных видов погоды в различных регионах также существенно отличается. Среднегодовые удельные потери мощности на корону, усредненные по конструкции фазы и метеоусловиям региона, рассчитанные на основании данных табл. 2.7 и 2.8, приведены в табл. 2.9.

Таблица 2.9

Удельные среднегодовые потери мощности на корону в различных ОЭС

ОЭС	Среднегодовые потери мощности на корону, кВт/км, на линиях напряжением, кВ						
	750	500	400	330	220	154	110
Центра	13,4	7,3	–	3,3	1,0	–	0,10
Средней Волги	–	9,2	–	–	1,3	–	–
Урала	–	5,6	–	–	0,75	0,3	0,077
Северо-Запада	16,2	–	5,7	4,1	1,2	0,45	0,123
Северного Кавказа	–	7,4	–	3,4	1,0	–	0,103
Сибири	–	6,85	–	–	0,95	–	0,092
Востока	–	9,70	–	–	1,35	0,25	0,140

Для уточненных расчетов потерь на корону необходимо учитывать конструкции фаз ВЛ, конкретные погодные условия на трассе рассматриваемой линии и уровни рабочего напряжения на ВЛ при различных погодных условиях. Для оценочных расчетов можно использовать удельные потери мощности на корону на ВЛ с типовыми

конструкциями фаз, приведенные в табл. 2.10. При расчете потерь на линиях с сечениями, отличающимися от приведенных в табл. 2.10, расчетные значения умножают на отношение $F_т/F_ф$, где $F_т$ – суммарное сечение проводов фазы, приведенное в табл. 2.10, а $F_ф$ – сечение проводов рассчитываемой линии.

Таблица 2.10

Удельные потери мощности на корону

Напряжение ВЛ, тип опоры, число и сечение проводов в фазе	Суммарное сечение проводов в фазе, мм²	Потери мощности на корону, кВт/км, при погоде:			
		хорошей	сухом снеге	влажной	изморози
750-5×240	1200	3,9	15,5	55,0	115,0
750-4×600	2400	4,6	17,5	65,0	130,0
500-3×400	1200	2,4	9,1	30,2	79,2
500-8×300	2400	0,1	0,5	1,5	4,5
330-2×400	800	0,8	3,3	11,0	33,5
220ст-1×300	300	0,3	1,5	5,4	16,5
220ст/2-1×300	300	0,3	1,4	5,0	15,4
220жб-1×300	300	0,4	2,0	8,1	24,5
220жб/2-1×300	300	0,4	1,8	6,7	20,5
220-3×500	1500	0,02	0,05	0,27	0,98
154-1×185	185	0,12	0,35	1,20	4,20
154/2-1×185	185	0,09	0,26	0,87	3,06
110ст-1×120	120	0,013	0,04	0,17	0,69
110ст/2-1×120	120	0,008	0,025	0,13	0,47
110жб-1×120	120	0,018	0,06	0,30	1,10
110жб/2-1×120	120	0,010	0,035	0,17	0,61

Примечания.

1. Вариант 500-8×300 соответствует линии 500 кВ, построенной в габаритах 1150 кВ, вариант 220-3×500 – линии 220 кВ, построенной в габаритах 500 кВ.

2. Варианты 220/2-1×300, 154/2-1×185 и 110/2-1×120 соответствуют двухцепным линиям. Потери во всех случаях приведены в расчете на одну цепь.

3. Индексы «ст» и «жб» обозначают стальные и железобетонные опоры.

4. Для линий на деревянных опорах применяют данные, приведенные в таблице для линий на стальных опорах

При отсутствии данных о продолжительности видов погоды в течение расчетного периода потери электроэнергии на корону определяют по табл. 2.11 в зависимости от региона расположения линии. Распределение территориальных образований Российской Федерации по регионам для целей расчета потерь, зависящих от погодных условий, приведено в табл. 2.12.

Таблица 2.11

Удельные годовые потери электроэнергии на корону

Напряжение ВЛ, кВ, число и сечение проводов в фазе	Удельные потери электроэнергии на корону, тыс. кВт·ч/км в год, в регионе						
	1	2	3	4	5	6	7
750-5×240	193,3	176,6	163,8	144,6	130,6	115,1	153,6
750-4×600	222,5	203,9	189,8	167,2	151,0	133,2	177,3
500-3×400	130,3	116,8	106,0	93,2	84,2	74,2	103,4
500-8×300	6,6	5,8	5,2	4,6	4,1	3,5	5,1
330-2×400	50,1	44,3	39,9	35,2	32,1	27,5	39,8
220ст-1×300	19,4	16,8	14,8	13,3	12,2	10,4	15,3
220ст/2-1×300	18,0	15,6	13,8	12,4	11,8	9,7	14,3
220жб-1×300	28,1	24,4	21,5	19,3	17,7	15,1	22,2
220жб/2-1×300	24,0	20,7	18,3	16,5	15,1	12,9	19,0
220-3×500	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	1,0
154-1×185	7,2	6,3	5,5	4,9	4,6	3,9	5,7
154/2-1×185	5,2	4,6	4,0	3,6	3,4	2,9	4,2
110ст-1×120	1,07	0,92	0,80	0,72	0,66	0,55	0,85
110ст/2-1×120	0,71	0,61	0,54	0,48	0,44	0,37	0,57
110жб-1×120	1,71	1,46	1,28	1,15	1,06	0,88	1,36
110жб/2-1×120	0,93	0,80	0,70	0,63	0,57	0,48	0,74

Примечание.

Значения потерь, приведенные в табл. 2.11, соответствуют году с числом дней 365. При расчете нормативных потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$.

Таблица 2.12

Распределение территориальных образований РФ по регионам для целей расчета потерь, зависящих от погодных условий

Номер региона	Территориальные образования, входящие в регион
1	*Республика* Саха–Якутия, Хабаровский край *Области*: Камчатская, Магаданская, Сахалинская
2	*Республики*: Карелия, Коми *Области*: Архангельская, Калининградская, Мурманская
3	*Области*: Вологодская, Ленинградская, Новгородская, Псковская
4	*Республики*: Мари-Эл, Мордовия, Татария, Удмуртия, Чувашская *Области*: Белгородская, Брянская, Владимирская, Воронежская, Ивановская, Калужская, Кировская, Костромская, Курская, Липецкая, Московская, Нижегородская, Орловская, Пензенская, Пермская, Рязанская, Самарская, Саратовская, Смоленская, Тамбовская, Тверская, Тульская, Ульяновская, Ярославская
5	*Республики*: Дагестан, Ингушетия, Кабардино-Балкария, Карачаево-Черкесская, Калмыкия, Северная Осетия, Чеченская *Края*: Краснодарский, Ставропольский *Области*: Астраханская, Волгоградская, Ростовская
6	*Республика* Башкортостан *Области*: Курганская, Оренбургская, Челябинская
7	*Республики*: Бурятия, Хакасия *Края*: Алтайский, Красноярский, Приморский *Области*: Амурская, Иркутская, Кемеровская, Новосибирская, Омская, Свердловская, Томская, Тюменская, Читинская

Влияние рабочего напряжения ВЛ на потери на корону учитывают путем умножения приведенных в таблицах данных на коэффициент, определяемый по формуле (получена в результате аппроксимации экспериментальных данных)

$$K_{U\text{кор}} = 6{,}88\, U^2_{\text{отн}} - 5{,}88\, U_{\text{отн}}, \qquad (2.73)$$

где $U_{\text{отн}}$ – отношение рабочего напряжения на линии к его номинальному значению.

2.3.3. Потери от токов утечки по изоляторам воздушных линий

В соответствии с ПУЭ, минимальная длина пути тока утечки по изоляторам нормируется в зависимости от степени загрязненности атмосферы (СЗА). Установлено семь уровней СЗА: к районам с первым уровнем СЗА отнесены леса, тундра, болота, луга с незасоленными почвами, не попадающие в зону влияния промышленных и природных источников загрязнения; к районам со вторым уровнем СЗА – районы со слабозасоленными почвами и сельскохозяйственные районы, в которых применяются химические удобрения и химическая обработка посевов; к районам с третьим – седьмым уровнями СЗА – районы с промышленными источниками загрязнения различной интенсивности, зависящей от расстояния от источника, характера и объемов производства. Соотношение уровней СЗА может быть охарактеризовано относительными значениями минимальной длины пути тока утечки по гирлянде изоляторов, приведенными в табл. 2.13 (за единицу приняты значения для первого уровня СЗА).

Таблица 2.13

Относительные значения минимальной длины пути тока утечки для различных уровней СЗА

Уровень СЗА	Минимальная длина пути тока утечки, о.е., для линий напряжением, кВ		
	6–35	110–220	330–750
1	1,00	1,00	1,00
2	1,00	1,14	1,07
3	1,18	1,36	1,29
4	1,37	1,61	1,61
5	1,63	1,86	1,86
6	1,84	2,21	2,21
7	2,20	2,64	2,64

В соответствии с данными табл. 2.13 при увеличении уровня СЗА должно быть соответственно увеличено число изоляторов в гирлянде. Их отношение для различных уровней СЗА (табл. 2.14) приблизительно соответствует отношениям табл. 2.13 – для линий напряжением 110 кВ и выше число изоляторов в гирлянде в районе с седьмым уровнем СЗА больше, чем в первом в 2,5 раза, а для линий напряжением 6–35 кВ – в 2 раза. Значения напряжения, приходящегося на один изолятор линий, приведены в табл. 2.15.

Таблица 2.14

Среднее число изоляторов на опорах ВЛ при различных уровнях СЗА

Уровень СЗА	Среднее число изоляторов в гирлянде на линиях напряжением, кВ								
	6	10	20	35	110	220	330	500	750
1	1	1	2	3	6	12	18	25	39
2	1	1	2	3	7	15	19	27	42
3	1	1	2	3	8	16	20	30	48
4	1	1	3	4	10	20	25	35	60
5	2	2	3	4	10	20	28	40	60
6	2	2	4	5	12	24	34	49	72
7	2	2	4	6	15	29	40	59	87

Таблица 2.15

Значения напряжения, приходящегося на один изолятор

Уровень СЗА	Напряжение, кВ, приходящееся на один изолятор на линиях номинального напряжения, кВ								
	6	10	20	35	110	220	330	500	750
1	3,5	5,8	5,8	6,7	10,6	10,6	10,6	11,6	11,2
2	3,5	5,8	5,8	6,7	9,1	8,5	10,0	10,7	10,4
3	3,5	5,8	5,8	6,7	7,9	7,9	9,5	9,6	9,0
4	3,5	5,8	3,8	5,1	6,4	6,4	7,6	8,2	7,2
5	1,8	2,9	3,8	5,1	6,4	6,4	6,8	7,2	7,2
6	1,8	2,9	2,9	4,0	5,3	5,3	5,6	5,9	6,0
7	1,8	2,9	2,9	3,4	4,2	4,4	4,8	4,9	5,0

В нормальном эксплуатационном режиме по изоляторам течет так называемый фоновый ток утечки. Специфика процесса протекания фонового тока состоит в том, что его увеличение приводит к подсушиванию увлажненной поверхности изоляторов и последующему увеличению их сопротивления, в результате чего ток стабилизируется на определенном уровне. По оценкам специалистов ОАО «НИИПТ», длительный фоновый ток в условиях увлажнения изоляторов колеблется в диапазоне 0,5–1 мА. Эта оценка подтверждается имеющимися исследованиями [3], в которых приведены результаты измерения потерь мощности на гирлянде изоляторов линии 110 кВ для различных видов погоды и степени загрязненности изоляторов в режиме фонового тока (табл. 2.16).

Таблица 2.16

Потери мощности в гирлянде изоляторов линии 110 кВ

Вид погоды	Потери мощности в гирлянде, Вт					
	Чистые изоляторы		Слабо загрязненные изоляторы		Сильно загрязненные изоляторы	
	Диапазон	Среднее значение	Диапазон	Среднее значение	Диапазон	Среднее значение
Сухая	3–6	4,5	4–7	5,5	4–7	5,5
Слабый дождь	30–50	40	30–70	50	50–100	75
Сильный дождь	20–70	45	40–100	70	50–140	95
Морось	50–90	70	50–140	95	70–200	135
Туман	40–100	70	50–170	110	70–300	185

Приведенные значения фонового тока справедливы для линий любого напряжения, так как с ростом номинального напряжения количество изоляторов в гирлянде увеличивается практически пропорционально напряжению.

В ПУЭ установлено четыре степени загрязнения (СЗ) изоляторов, обусловленного естественными и промышленными источниками загрязнения атмосферы. Данные табл. 2.16 могут быть отнесены, соответственно, к 1, 2 и 3 СЗ. По влиянию на токи утечки виды погоды могут быть объединены в 3 группы: 1 группа – хорошая погода с влажностью менее 90 %, сухой снег, изморозь, гололед; 2 группа – дождь, мокрый снег, роса и хорошая погода с влажностью 90 % и более; 3 группа – туман. Преобразованные в соответствии с этим данные табл. 16 представлены в табл. 2.17.

Таблица 2.17

Потери мощности в гирлянде изоляторов линии 110 кВ, приведенные к расчетным условиям

Номер группы погоды	Средние потери мощности в гирлянде, Вт, для СЗ		
	1	2	3
1	4,5	5,5	5,5
2	42	60	85
3	70	102	160

Как было отмечено выше, фоновый ток утечки является саморегулирующимся, поэтому его значение не зависит от напряжения

линии, а потери мощности на линии любого напряжения могут быть определены по формуле, кВт/км:

$$\Delta P_{\text{из}U} = \Delta P_{\text{из}110} \frac{U_{\text{ном}}}{110} \cdot 3n, \qquad (2.74)$$

где ΔP_{110} – потери мощности в гирлянде изоляторов линии 110 кВ, приведенные в табл. 2.17;

n – число опор на 1 км линии с номинальным напряжением $U_{\text{ном}}$.

Используя данные о среднем числе опор на 1 км линий напряжением 6–20 кВ – 13 шт.; 35 кВ – 8 шт.; 60 кВ – 6 шт.; 110 – 4 шт.; 154 кВ – 3,3 шт.; 220–750 кВ – 2,5 шт., получим удельные потери мощности, приведенные в табл. 2.18.

Таблица 2.18

Удельные потери мощности от токов утечки по изоляторам воздушных линий

Номер группы погоды	СЗ	Потери мощности от токов утечки, кВт/км, для ВЛ напряжением, кВ					
		6	10	15	20	35	60
1	1	0,010	0,016	0,024	0,032	0,034	0,043
	2	0,012	0,020	0,030	0,039	0,042	0,053
	3	0,012	0,020	0,030	0,039	0,042	0,053
	Обобщ.	0,011	0,017	0,025	0,033	0,035	0,044
2	1	0,090	0,149	0,223	0,298	0,320	0,040
	2	0,128	0,213	0,320	0,425	0,460	0,576
	3	0,181	0,300	0,450	0,600	0,648	0,816
	Обобщ.	0,094	0,153	0,227	0,302	0,324	0,408
3	1	0,150	0,250	0,370	0,500	0,535	0,672
	2	0,217	0,360	0,540	0,720	0,780	0,979
	3	0,340	0,567	0,850	1,135	1,223	1,536
	Обобщ.	0,154	0,255	0,376	0,507	0,543	0,680

Продолжение табл. 2.18

Номер группы погоды	СЗ	Потери мощности от токов утечки, кВт/км, для ВЛ напряжением, кВ					
		110	154	220	330	500	750
1	1	0,054	0,062	0,067	0,100	0,153	0,230
	2	0,066	0,076	0,082	0,122	0,187	0,281
	3	0,066	0,076	0,082	0,122	0,187	0,281
	Обобщ.	0,055	0,063	0,069	0,103	0,156	0,235

Окончание табл. 2.18

Номер группы погоды	СЗ	Потери мощности от токов утечки, кВт/км, для ВЛ напряжением, кВ					
		110	154	220	330	500	750
2	1	0,504	0,580	0,630	0,945	1,432	2,148
	2	0,720	0,828	0,900	1,350	2,046	3,070
	3	1,020	1,173	1,275	1,912	2,900	4,347
	Обобщ.	0,510	0,587	0,637	0,953	1,440	2,160
3	1	0,840	0,966	1,050	1,575	2,386	3,580
	2	1,224	1,408	1,530	2,295	3,477	5,217
	3	1,920	2,208	2,340	3,600	5,454	8,183
	Обобщ.	0,850	0,978	1,061	1,587	2,400	3,600

Подавляющее большинство (92 %) ВЛ в России проходит по территориям с первой СЗ, около 6 % – второй и порядка 2 % – третьей. Протяженность ВЛ, эксплуатируемых в условиях четвертой СЗ, пренебрежимо мала. Поэтому в практических расчетах потерь мощности от токов утечки по сетевой организации в целом могут использоваться обобщенные значения (без районирования территории по СЗ), полученные на основании приведенных цифр по формуле $\Delta P = 0{,}92\ \Delta P_1 + 0{,}06\ \Delta P_2 + 0{,}02\ \Delta P_3$, где 1, 2, 3 – СЗ изоляторов. Обобщенные данные приведены в последних строках табл. 2.18 для каждой группы видов погоды.

Потери электроэнергии от токов утечки определяют на основе данных, приведенных в табл. 2.18, и продолжительности видов погоды в течение расчетного периода. При отсутствии последних годовые потери электроэнергии могут быть определены по табл. 2.19 в зависимости от расположения линии в одном из указанных выше регионов.

Таблица 2.19

Удельные потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ

Номер региона	Удельные потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ, тыс. кВт·ч/км в год, при напряжении, кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
1	0,21	0,33	0,48	0,64	0,69	0,86	1,08	1,24	1,35	2,01	3,05	4,58
2	0,22	0,35	0,52	0,68	0,73	0,92	1,15	1,32	1,44	2,15	3,25	4,87

Окончание табл. 2.19

Номер региона	Удельные потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ, тыс. кВт·ч/км в год, при напряжении, кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
3	0,28	0,45	0,67	0,88	0,95	1,19	1,49	1,71	1,86	2,78	4,20	6,31
4	0,31	0,51	0,75	1,00	1,07	1,34	1,68	1,93	2,10	3,14	4,75	7,13
5	0,27	0,44	0,65	0,87	0,92	1,17	1,46	1,68	1,82	2,72	4,11	6,18
6	0,22	0,35	0,52	0,68	0,73	0,92	1,15	1,32	1,44	2,15	3,25	4,87
7	0,16	0,26	0,39	0,51	0,55	0,69	0,86	0,99	1,08	1,61	2,43	3,66

2.3.4. Расход электроэнергии на плавку гололеда

Плавку гололеда проводят, если фактическая толщина стенки гололеда на проводе превысит толщину, на которую проектировалась механическая часть ВЛ. В противном случае есть риск обрушения линии. Толщину стенки гололеда измеряют на специальном устройстве, называемом гололедным станком и представляющем собой четыре стержня установленного сечения, направленные по сторонам света. Гололедный станок устанавливают на открытом пространстве, чтобы он наилучшим образом моделировал образование гололеда на проводах.

Расход электроэнергии на плавку гололеда на одном проводе, рассчитанный в соответствии с [4], приведен в табл. 2.20.

Таблица 2.20

Расчетный расход электроэнергии на плавку гололеда на одном проводе

Номер района по гололеду	Расход электроэнергии на плавку гололеда на одном проводе, кВт·ч/км в год, при сечении провода, мм²								
	95	120	150	185	240	300	400	500	600
1	79,8	90,2	95,2	100,6	109,0	116,4	126,9	135,1	142,4
2	102,4	121,8	129,6	136,8	148,5	158,9	173,8	185,7	196,4
3	125,4	151,7	161,6	171,1	186,1	199,5	219,1	235,2	248,5
4	146,3	179,9	192,4	203,9	222,4	238,0	262,7	281,6	299,0

Нормативная толщина стенки гололеда для различных климатических районов, в расчете на которую проектировались ВЛ, установлена в ПУЭ для повторяемости 1 раз в 10 лет. В последнее издание ПУЭ внесены изменения, которые, однако, не могут быть распространены на существующие линии, спроектированные по старым нормам.

Значения повторяемости для целей расчета среднегодовых расходов энергии на плавку гололеда можно трактовать как ежегодное появление гололеда со стенкой, превышающей нормированное значение и потому требующей плавки, на 10 % линий сетевой организации. Поэтому планируемый годовой расход энергии на плавку гололеда по сетевой организации в целом может приниматься равным 10 % значений, приведенных в табл. 2.20. При этом в расчет принимается суммарная длина линий каждого сечения.

Данные табл. 2.20 показывают, что при увеличении сечения провода расход электроэнергии на плавку гололеда растет не пропорционально сечению: при увеличении сечения вдвое (с 300 до 600 мм²) расход возрастает лишь на 22 %. Расчетный расход электроэнергии на плавку гололеда на всех проводах ВЛ приведен в табл. 2.21. Значения расхода даны для трехфазных линий. При отличии сечения линии от значений, приведенных в табл. 2.21, нормативный расход электроэнергии на плавку гололеда определяют с помощью линейной интерполяции.

Таблица 2.21

Удельный расход электроэнергии на плавку гололеда

Число проводов в фазе и сечение, мм²	Суммарное сечение проводов в фазе, мм²	Удельный расход электроэнергии на плавку гололеда, тыс. кВт·ч/км в год, при нормативной толщине стенки гололеда, мм:							
		5	10	15	20	25	30	35	Более 35
4×600	2400	0,171	0,236	0,300	0,360	0,415	0,465	0,510	0,555
8×300	2400	0,280	0,381	0,479	0,571	0,656	0,736	0,811	0,882
3×500	1500	0,122	0,167	0,212	0,253	0,293	0,330	0,364	0,391
5×240	1200	0,164	0,223	0,280	0,336	0,391	0,439	0,483	0,525
3×400	1200	0,114	0,156	0,197	0,237	0,276	0,313	0,348	0,381
2×400	800	0,076	0,104	0,131	0,158	0,184	0,209	0,233	0,256
2×300	600	0,070	0,095	0,120	0,143	0,165	0,186	0,205	0,223
1×330	330	0,036	0,050	0,062	0,074	0,085	0,095	0,105	0,114

Окончание табл. 2.21

Число проводов в фазе и сечение, мм²	Суммарное сечение проводов в фазе, мм²	Удельный расход электроэнергии на плавку гололеда, тыс. кВт·ч/км в год, при нормативной толщине стенки гололеда, мм:							
		5	10	15	20	25	30	35	Более 35
1×300	300	0,035	0,047	0,060	0,071	0,081	0,090	0,099	0,108
1×240	240	0,033	0,046	0,056	0,067	0,077	0,086	0,095	0,104
1×185	185	0,030	0,041	0,051	0,061	0,070	0,079	0,087	0,095
1×150	150	0,028	0,039	0,053	0,064	0,075	0,085	0,094	0,103
1×120	120	0,027	0,037	0,046	0,054	0,061	0,068	0,075	0,081
1×95	95	0,024	0,031	0,038	0,044	0,050	0,055	0,059	0,063
1×70	70	0,021	0,027	0,034	0,040	0,045	0,050	0,054	0,058
1×50	50	0,018	0,023	0,028	0,033	0,037	0,041	0,045	0,048
1×35	35	0,016	0,020	0,024	0,028	0,031	0,034	0,037	0,040

Глава 3. РАСХОД ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИЙ

3.1. Структура электроприемников собственных нужд

К СН подстанций относится потребление электроэнергии ЭП, установленными на подстанции и обеспечивающими нормальную работу ее оборудования и жизнедеятельность обслуживающего персонала.

Электроприемники СН питаются от напряжения 380/220 В, получаемого от трансформатора СН – как правило, 6–10/0,4 кВ, а на мощных подстанциях – и 35/0,4 кВ. Учет расхода электроэнергии на СН производится по счетчику, установленному на стороне 0,4 кВ или 6–10 кВ этого трансформатора. Потери в трансформаторе СН определяют с помощью расчета.

Нормирование расхода электроэнергии на СН подстанций осуществляется с целью его контроля и планирования, а также выявления мест нерационального расхода. Нормы расхода определены в отраслевой инструкции [5] и выражены в тысячах киловаттчасов в год на единицу оборудования или на одну подстанцию. В указанной инструкции представлена также таблица с долевым распределением различных составляющих годового расхода по месяцам. Ниже приводится описание норм, приведенных в инструкции, их анализ и расчетная аппроксимация.

Численные значения норм зависят от климатических условий. Территория России разделена в инструкции на восемь районов с различными климатическими условиями. Нормы на некоторые составляющие расхода (например, на обогрев выключателей и ячеек КРУН) даны для каждого района. Нормы расхода для других ЭП даны для умеренно теплого климатического района; приведены температурные коэффициенты, умножением на которые получают нормы для других районов. Применяются температурные коэффициенты двух типов: для обогрева помещений – $k_п$ и для обогрева оборудования – $k_о$.

Инструкция выделяет 23 типа ЭП, осуществляющих различные технологические операции на подстанции, которые по способу нормирования могут быть объединены в две группы.

К *первой группе* относятся ЭП, расход электроэнергии которыми нормируется в расчете на одну подстанцию в зависимости от ее высшего напряжения. Список этих 16 ЭП, сгруппированных по их технологическим функциям, приведен ниже.

1. *Обогрев помещений*

1.1. Обогрев оперативного пункта управления (ОПУ).

1.2. Обогрев помещения оперативно-выездных бригад (ОВБ).

1.3. Обогрев ЗРУ.

1.4. Обогрев помещения компрессорной (на подстанциях с воздушными выключателями).

1.5. Обогрев воздухосборников.

1.6. Обогрев помещения насосной пожаротушения (на подстанциях 220 кВ и выше).

1.7. Обогрев здания вспомогательных устройств СК.

2. *Вентиляция и освещение*

2.1. Вентиляция и освещение ОПУ.

2.2. Наружное освещение.

2.3. Вентиляция аккумуляторной.

2.4. Вентиляция компрессорной.

3. *Прочий расход* (небольшие ремонты, устройства РПН, дистилляторы, вентиляция ЗРУ, обогрев и освещение проходной).

4. *Расход на системы управления подстанцией и вспомогательные устройства СК*

4.1. Расход на зарядно-подзарядные устройства (на подстанциях с постоянным оперативным током).

4.2. Расход на оперативные цепи и цепи управления (на подстанциях с переменным оперативным током).

4.3. Расход на аппаратуру связи и телемеханики.

4.4. Расход на вспомогательные устройства СК.

Ко *второй группе* относятся семь типов ЭП, расход электроэнергии которыми нормируется в расчете на единицу оборудования в зависимости от его напряжения.

5. *Расход на охлаждение и обогрев оборудования*

5.1. Обдув и охлаждение трансформаторов и автотрансформаторов.

5.2. Обогрев выключателей.

5.3. Обогрев приводов отделителей и короткозамыкателей.

5.4. Обогрев ячеек КРУН, релейных шкафов и электросчетчиков в неотапливаемых помещениях.

5.5. Обогрев электродвигательных приводов разъединителей.

6. *Расход на двигатели компрессоров воздушных выключателей и пневматические приводы масляных выключателей*

6.1. Расход на электродвигатели компрессоров.

6.2. Расход на пневматические приводы масляных выключателей.

В приведенном списке составляющие сгруппированы по типу расхода, определяющему степень влияния климатических условий и распределение годовых норм по месяцам. Инструкцией установлено четыре типа распределения годовых норм по месяцам, отражаемых двенадцатью значениями каждого коэффициента, в сумме равных единице:

1) для обогрева помещений – $k_{м1}$;

2) для обогрева оборудования – $k_{м2}$;

3) для освещения – $k_{м3}$;

4) равномерное – $k_{м4}$.

Более практичной представляется группировка расхода по его объектам, например, объединение в одну группу всех составляющих, связанных с эксплуатацией воздушных выключателей, в другую – связанных с эксплуатацией СК и т. п.

С этих позиций может быть выделено шесть составляющих расхода:

1. Общеподстанционный расход – пп. 1.1–1.3, 1.6, 2.1, 2.2 и 3.

2. Расход на обдув и охлаждение трансформаторов – п. 5.1.

3. Расход на обогрев оборудования – пп. 5.2–5.5.

4. Расход на обеспечение работы воздушных выключателей и масляных выключателей с пневматическим приводом, обогрев и вентиляция компрессорной – пп. 1.4, 1.5, 2.4, 6.1 и 6.2.

5. Расход на вспомогательные устройства СК и отопление здания вспомогательных устройств – пп. 1.7 и 4.4.

6. Расход на систему управления подстанцией – пп. 2.3 и 4.1–4.3.

3.2. Нормы расхода электроэнергии

Нормы установлены для шести типов подстанций в соответствии с напряжением силовых трансформаторов (35; 110; 110/35; 220; 330; 500 кВ) и пяти типов оборудования (35; 110; 220; 330; 500 кВ).

3.2.1. Общеподстанционный расход электроэнергии

Нормы на пять из семи составляющих общеподстанционного расхода приведены для всех шести типов подстанций, а составляющие расхода на обогрев ОПУ, его вентиляцию и освещение даны непосредственно только для первых двух типов подстанций. Для остальных четырех типов они приведены в отдельной таблице – в зависимости от типа и размера помещения.

Норма удельного расхода относительно стабильна: 0,135–0,147 тыс. кВт·ч/м² в год. Для практических расчетов она может быть принята равной 0,143 тыс. кВт·ч/м² в год.

Нормы общеподстанционного расхода электроэнергии по составляющим приведены в табл. 3.1.

Суммарный норматив общеподстанционного расхода по подстанциям каждого типа можно определить по формуле

$$W_{\text{общ}} = (\text{п.7})(n_{\text{ОПУ}} + n_{\text{ОВБ}})k_4 + \left[(C\,n_{\text{ОПУ}} + (n.9)n_{\text{ОВБ}}) + 143\,F_{\Sigma}\right]k_{t1}\,k_{\text{м1}}, \qquad (3.1)$$

где $n_{\text{ОПУ}}$ и $n_{\text{ОВБ}}$ – число подстанций с ОПУ и ОВБ, соответственно;
п. 7 и т. п. – номера пунктов из табл. 3.1;
C – постоянная составляющая п. 8;
F_{Σ} – суммарная площадь помещений ОПУ всех подстанций данного типа, тыс. м².

3.2.2. Расход электроэнергии на обдув и охлаждение трансформаторов

Нормы расхода электроэнергии на обдув и охлаждение трансформаторов приведены в инструкции для 59 типов трансформаторов различного напряжения. Для облегчения оценочных расчетов нормы были аппроксимированы линейными зависимостями:

для трансформаторов типа Д:

$$W = (7\,n_{\text{д}} + 0{,}28\,S_{\text{т.д}\Sigma})\,k_{\text{м4}}; \qquad (3.2)$$

для трансформаторов типа Ц и ДЦ:

$$W = (75\,n_{\text{ц}} + 1{,}3\,S_{\text{т.ц}\Sigma})\,k_{\text{м4}}, \qquad (3.3)$$

где n и $S_{\text{т}\Sigma}$ – число и суммарная мощность трансформаторов соответствующего типа.

В инструкции расход электроэнергии на обдув и охлаждение трансформаторов не связан с климатическим районом и не имеет коэффициентов распределения по месяцам. Это представляется недоработкой авторов инструкции. Очевидно, что расход электроэнергии на охлаждение трансформаторов в Якутии меньше, чем в Астрахани, а в летние периоды больше, чем в зимние. Однако, в связи с отсутствием таких положений в инструкции, в формулах (3.2) и (3.3) принят коэффициент равномерного распределения годовой нормы по месяцам.

3.2.3. Расход электроэнергии на обогрев оборудования

Нормы *на обогрев выключателей* приведены в инструкции для 38 типов (групп) воздушных и масляных выключателей по 10 климатическим районам (на территории России – 8). Разброс значений

Таблица 3.1

Нормы общеподстанционного расхода электроэнергии

№ п/п	Составляющая расхода	Норма расхода, тыс. кВт·ч в год, на подстанции типа					
		1	2	3	4	5	6
1	Обогрев, вентиляция и освещение ОПУ	14,3	20,2	0,143*F*	0,143*F*	0,143*F*	0,143*F*
2	Обогрев помещения ОВБ	7,0	11,0	18,0	0	0	0
3	Обогрев ЗРУ	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
4	Обогрев насосной пожаротушения	0	0	0	14,4	14,4	16,0
5	Наружное освещение	0,4	1,5	3,0	6,0	12,0	24,0
6	Прочий расход	2,2	2,2	3,3	7,1	7,4	7,4
7	*Всего* на освещение и прочий расход (пп. 5 + 6)	2,6	3,7	6,3	13,1	19,4	31,4
8	*Всего* на обогрев помещений на подстанции с ОПУ (пп. 1, 3, 4)	18,3	24,2	4,0 + 0,143*F*	18,4 + 0,143*F*	18,4 + 0,143*F*	20,0 + 0,143*F*
9	*Всего* на обогрев помещений на подстанции с ОВБ (пп. 2, 3, 4)	11,0	15,0	22,0	0	0	0

Примечание.
F – площадь помещения ОПУ, м².

для различных типов выключателей одного напряжения составляет 1,3–1,7 раза. Для практических расчетов суммарных норм расхода по предприятиям электрических сетей и энергосистемам нормы были усреднены автором в рамках каждого напряжения, отдельно для воздушных и масляных выключателей (табл. 3.2).

Таблица 3.2

Нормы расхода электроэнергии на обогрев выключателей (воздушных/масляных)

Климатический район	Норма расхода, тыс. кВт·ч/ед. в год, при напряжении оборудования, кВ				
	35	110	220	330	500
Очень холодный	13 / 12	14 / 65	17 / 180	30 / 0	35 / 0
Холодный	10 / 5	10,5 / 18	15 / 70	20 / 0	25 / 0
Умеренно холодный	9 / 0,7	9 / 2,2	12 / 10	16 / 0	20 / 0
Умеренно холодный, влажный	8,2 / 0,5	8,2 / 1,4	10 / 6	15 / 0	18 / 0
Умеренно теплый	6 / 0,02	6 / 0,06	8 / 0,3	12 / 0	16 / 0
Умеренно теплый, влажный	8,2 / 0,2	8,2 /0,45	10 / 2,0	15 / 0	20 / 0
Теплый, влажный	5,3 / 0	5,3 / 0	6 / 0	9 / 0	14 / 0
Жаркий, сухой	4,2 / 0,01	4,2 /0,02	6 / 0,1	9 / 0	12 / 0

Нормы расхода электроэнергии *на обогрев ячеек КРУН, релейных шкафов наружной установки и электросчетчиков* приведены в табл. 3.3. Для определения помесячных расходов все приведенные выше значения умножают на $k_{м2}$.

Таблица 3.3

Нормы расхода электроэнергии на обогрев ячеек КРУН, релейных шкафов наружной установки, электросчетчиков, тыс. кВт·ч в год

Климатический район	Ячейка с аппаратурой РЗА, счетчиками и выключателем	Ячейка с аппаратурой РЗА	Ячейка со счетчиками в неотапливаемом помещении	Ячейка с выключателем
Очень холодный	2,0	0,9	1,5	3,3

Климатический район	Ячейка с аппаратурой РЗА, счетчиками и выключателем	Ячейка с аппаратурой РЗА	Ячейка со счетчиками в неотапливаемом помещении	Ячейка с выключателем
Холодный	1,2	0,4	0,6	1,7
Умеренно холодный	1,2	0,45	0,7	1,8
Умеренно холодный, влажный	0,7	0,2	0,35	1,0
Умеренно теплый	0,3	0,1	0,2	0,6
Умеренно теплый, влажный	0,7	0,2	0,35	1,0
Теплый, влажный	0,3	0,1	0,2	0,5
Жаркий, сухой	–	–	–	–

Нормы расхода электроэнергии *на обогрев приводов отделителей и короткозамыкателей* составляют: 1,1 тыс. кВт·ч в год для оборудования 35–110 кВ; 1,8 тыс. кВт·ч в год – для оборудования 220 кВ. На более высоком напряжении этой составляющей расхода нет. *Обогрев электродвигательных приводов* разъединителей осуществляется только на подстанциях 330–500 кВ. Норма расхода – 1,4 тыс. кВт·ч в год.

3.2.4. Расход электроэнергии на обеспечение работы воздушных выключателей и масляных выключателей с пневматическим приводом

Нормы расхода зависят от типа выключателя и количества компрессоров. Для практических расчетов суммарного расхода данные усреднены и приведены в табл. 3.4.

Суммарный норматив расхода электроэнергии на оборудование, перечисленное в табл. 3.4, определяют по формуле, тыс. кВт·ч в год:

$$W_{вв} = (\text{п. } 1 \cdot n_{вв} + \text{п. } 3 \cdot n_{мв\,пнев})\, k_{м4} + \text{п. } 2 \cdot n_{пс\,с\,вв} \cdot k_{п}\, k_{м1}, \qquad (3.4)$$

где $n_{вв}$ – количество воздушных выключателей;

$n_{мв\,пнев}$ – то же, масляных с пневматическим приводом;

$n_{пс\,с\,вв}$ – количество подстанций с воздушными выключателями.

Таблица 3.4

Нормы расхода на вспомогательные устройства воздушных и масляных выключателей с пневматическим приводом (тыс. кВт·ч на единицу в год), обогрев и вентиляцию компрессорной (тыс. кВт·ч на подстанцию в год)

№ п/п	Составляющая расхода	Норма расхода при напряжении, кВ				
		35	110	220	330	500
1	Электродвигатели компрессоров	4,5	7,5	9,0	26,0	30,6
2	Обогрев и вентиляция компрессорной	15,0	15,5	18,5	18,5	18,5
3	Пневматический привод масляных выключателей	2,4	3,5	0	0	0

3.2.5. Расход электроэнергии на вспомогательные устройства синхронных компенсаторов и здание вспомогательных устройств

Нормы расхода на вспомогательные устройства зависят от мощности СК и хорошо аппроксимируются выражением

$$W_{\text{всп. СК}} = (40\, n_{\text{СК}} + 2{,}7\, S_{\text{СК}\Sigma})\, k_{\text{м4}}, \qquad (3.5)$$

где $n_{\text{СК}}$ и $S_{\text{СК}\Sigma}$ – количество и суммарная номинальная мощность СК, МВ·А.

Расход на обогрев здания вспомогательных устройств зависит от типа СК: для СК типа КС он равен 39 тыс. кВт·ч в год; для СК типа КСВ – 54 тыс. кВт·ч в год. Для определения помесячных расходов эти значения умножают на $k_{\text{м1}}$.

3.2.6. Расход электроэнергии на системы управления подстанцией

Нормы расхода на составляющие системы управления подстанцией приведены в табл. 3.5.

Таблица 3.5

Нормы расхода электроэнергии на систему управления подстанцией

№ п/п	Составляющая расхода	Норма расхода, тыс. кВт·ч в год на подстанции типа					
		1	2	3	4	5	6
1	Зарядно-подзарядные устройства	3,3	6,0	16,5	44,1	132,8	132,8

№ п/п	Составляющая расхода	Норма расхода, тыс. кВт·ч в год на подстанции типа					
		1	2	3	4	5	6
2	Вентиляция аккумуляторной	1,5	2,8	4,2	8,4	8,4	8,4
3	Оперативные цепи переменного тока	2,3	4,5	13,2	0	0	0
4	Аппаратура связи и телемеханики	1,9	4,8	8,7	26,2	43,8	52,5
5	*Всего* на подстанциях с постоянным оперативным током (пп. 1 + 2 + 4)	6,7	13,6	29,4	78,7	185,0	193,7
6	*Всего* на подстанциях с переменным оперативным током (пп. 3 + 4)	4,2	9,3	21,9	0	0	0

Суммарный норматив расхода электроэнергии на системы управления подстанциями различных типов (с постоянным и переменным оперативным током) определяют по формуле

$$W_{\text{упр}} = (\text{п. } 5 \cdot n_{\text{ПС}=} + \text{п. } 6 \cdot n_{\text{ПС}\sim})\, k_{\text{м4}}. \qquad (3.6)$$

3.3. Температурные коэффициенты

Температурные коэффициенты, применяемые к расходу электроэнергии на обогрев помещений и оборудования, приведены в табл. 3.6.

Таблица 3.6

Температурные коэффициенты к нормам расхода электроэнергии

Климатический район	Температурные коэффициенты к нормам расхода	
	на обогрев помещений – k_{t1}	на обогрев оборудования – k_{t2}
Очень холодный	1,7	1,8
Холодный	1,5	1,7
Умеренно холодный	1,25	1,5
Умеренно холодный, влажный	1,2	1,4
Умеренно теплый	1,0	1,0
Умеренно теплый, влажный	1,2	1,4
Теплый, влажный	0,5	0,3
Жаркий, сухой	0,8	0,7

Помесячное распределение годовых норм приведено в табл. 3.7.

Таблица 3.7

Помесячное распределение годовых норм расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций

Наименование составляющей расхода	Климатический район	Месяц											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. Обогрев помещения $k_{м1}$	Очень холодный	11,2	10,1	11,2	10,8	11,1	0,8	–	0,8	10,8	11,2	10,8	11,2
	Холодный	12,7	11,5	12,7	12,3	6,5	–	–	–	6,6	12,7	12,3	12,7
	Умеренно холодный	15,2	13,7	15,2	13,0	–	–	–	–	–	13,0	14,7	15,2
	Умеренно холодный, влажный	15,9	14,3	15,9	11,3	–	–	–	–	–	11,3	15,4	15,9
	Умеренно теплый	19,0	17,2	19,0	3,7	–	–	–	–	–	3,7	18,4	19,0
	Умеренно теплый, влажный	15,9	14,3	15,9	11,3	–	–	–	–	–	11,3	15,4	15,9
	Теплый, влажный	36,0	14,0	–	–	–	–	–	–	–	–	14,0	36,0
	Жаркий, сухой	23,8	21,5	4,0	–	–	–	–	–	–	3,9	23,0	23,8
2. Обогрев оборудования $k_{м2}$	Очень холодный	13,5	12,2	13,5	10,0	1,8	–	–	–	9,0	13,5	13,0	13,5
	Холодный	15,0	13,6	15,0	7,8	–	–	–	–	4,0	15,0	14,6	15,0
	Умеренно холодный	17,1	15,4	15,0	2,0	–	–	–	–	0,9	16,0	16,5	17,1
	Умеренно холодный, влажный	18,3	16,5	17,0	1,3	–	–	–	–	–	10,9	17,7	18,3
	Умеренно теплый	25,6	23,0	1,0	–	–	–	–	–	–	0,8	24,0	25,6
	Умеренно теплый, влажный	18,3	16,5	17,0	1,3	–	–	–	–	–	10,9	17,7	18,3
	Теплый, влажный	43,0	7,0	–	–	–	–	–	–	–	–	7,0	43,0
	Жаркий, сухой	34,0	16,0	–	–	–	–	–	–	–	–	16,0	34,0
3. Освещение $k_{м3}$		12,0	11,0	10,0	7,0	5,0	5,0	5,0	5,0	6,0	10,0	12,0	12,0
4. Остальные электроприемники $k_{м4}$		8,5	7,7	8,5	8,2	8,5	8,2	8,5	8,5	8,2	8,5	8,2	8,5

Глава 4. НЕДОУЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ДОПУСТИМЫЕ НЕБАЛАНСЫ, КОММЕРЧЕСКИЕ ПОТЕРИ

4.1. Погрешности средств измерения

4.1.1. Общие положения

Измерительный комплекс (ИК) представляет собой группу устройств, обеспечивающих измерение электроэнергии в одной точке учета, и в общем случае включает в себя ТТ, ТН, соединительные провода и счетчик. Поставщик электроэнергии имеет, как правило, сотни и тысячи ИК, фиксирующих поступление и отпуск электроэнергии из сети. Вся совокупность ИК на объекте представляет собой систему учета электроэнергии.

Фактические (отчетные) потери энергии на объекте определяют как разность суммарного поступления электроэнергии на объект и ее отпуска с объекта, зафиксированных счетчиками. Для проведения целенаправленной работы по их снижению необходимо иметь ясное представление о структуре этих потерь: без этого невозможно поставить количественные цели службам, отвечающим за различные участки работы.

В структуре потерь очевидны две составляющие: технические потери электроэнергии и расход электроэнергии на СН подстанций. Возникает вопрос: правомерно ли отнесение разности между фактическими потерями и суммой двух указанных составляющих к коммерческим потерям, или часть из них обусловлена свойствами системы учета электроэнергии?

В качестве примера предположим, что фактические потери составили 14 % от поступления энергии в сеть, расчетные технические потери – 8 %, расход электроэнергии на СН подстанций – 0,5 %. Правомерным ли будет утверждение, что 14 – 8 – 0,5 = 5,5 % представляют собой хищения энергии? Если суммарная погрешность всех ИК, фиксирующих поступление и отпуск электроэнергии из сети, представляет собой случайную величину с нулевым математическим ожиданием и составляет, например, ±0,3 %, нет никаких оснований для отнесения части из 5,5 % потерь к метрологическим потерям.

В этом случае коммерческие потери электроэнергии находятся в диапазоне от 5,5 – 0,3 = 5,2 % до 5,5 + 0,3 = 5,8 % (более правильно при определении этого диапазона учитывать и погрешность расчета технических потерь – см. п. 4.3).

Выделение метрологических потерь возможно лишь в том случае, если в суммарной погрешности всех ИК присутствует систематическая составляющая. При ее отрицательном значении (например, –1 %) можно говорить об общем недоучете электроэнергии и о том, что коммерческие потери составляют 4,5 %, а не 5,5 %. При таком же положительном значении можно утверждать, что коммерческие потери составляют 6,5 %, из которых 1 % «компенсирует» система учета электроэнергии.

Из изложенного следует, что в составе фактических потерь может учитываться лишь систематическая погрешность приборов. Добавление к техническим потерям случайной погрешности является не только логической, но и математической ошибкой, которая не требует особых доказательств: сложение математического ожидания одной величины со среднеквадратическим значением другой обеспечивает на экзамене по теории вероятностей неудовлетворительную оценку.

Пределы допустимых погрешностей ИК в соответствии с [6] определяют по формуле

$$\delta = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_л^2 + \delta_c^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{\Phi_\Sigma}^2}\,, \qquad (4.1)$$

где δ_I, δ_U, $\delta_{сч}$ – относительные погрешности ТТ, ТН, и счетчика;

$\delta_л$ – потери напряжения во вторичной цепи ТН;

δ_θ – относительная погрешность выделения из измеренного значения полного тока его активной составляющей, обусловленная угловыми погрешностями ТТ и ТН;

δ_{Φ_Σ} – суммарная дополнительная погрешность, вызванная влияющими факторами (отклонениями напряжения, частоты, температуры окружающего воздуха, магнитного поля и другими факторами от нормальных значений, при которых гарантируется нахождение погрешности внутри диапазона, соответствующего классу точности);

1,1 – коэффициент, учитывающий особенности метрологической поверки приборов с помощью эталонных устройств, имеющих свои погрешности, и другие причины.

Определение метрологических характеристик конкретного ИК проводят в соответствии с порядком, также изложенным в [6]. Однако при определении структуры потерь в сети невозможно ориентироваться на наличие таких данных для сотен и тысяч точек учета и приходится использовать усредненную оценку их возможных погрешностей. Изложенная ниже методика такой оценки применима к объектам с большим числом точек учета, в меньшей степени к подстанциям и неприменима к конкретным точкам учета.

При определении допустимых погрешностей ИК по формуле (4.1) относительные погрешности приборов обычно принимают равными классам их точности. Однако классы точности определяют предельные значения погрешностей лишь в зонах нагрузок, близких к номинальным параметрам приборов. Запись δ в виде среднеквадратического значения и знак $\pm$ говорят о том, что определяется значение случайной погрешности, а как будет показано ниже, в реальных условиях имеет место существенная систематическая погрешность в сторону недоучета электроэнергии.

Следует иметь в виду, что класс точности прибора отражает не диапазон возможной флуктуации погрешности прибора в различные периоды измерений, а диапазон, в неизвестной точке которого находится погрешность данного прибора. Погрешность любого элемента ИК имеет конкретное значение, которое при стабильной нагрузке может лишь незначительно флуктуировать около своего среднего уровня из-за изменения параметров, отражаемых в формуле (4.1) величиной $\delta_{\phi\Sigma}$. Однако погрешность конкретного прибора не указывают в документации на прибор. Поэтому класс точности прибора 1,0 означает, что его погрешность не выходит за пределы *±1,0 %, но в какой точке диапазона она находится, неизвестно.*

При изменении нагрузки погрешность прибора изменяется в соответствии с его нагрузочной характеристикой, которая для конкретного прибора также не указывается в документации. Особенно сильно нагрузочные характеристики сказываются на погрешности измерения с помощью ТТ токов, отличающихся от номинальных (что наблюдается в подавляющем числе случаев). Хотя нагрузочные характеристики определяются на заводе-изготовителе для каждого выпускаемого ТТ, их не приводят в паспортной документации. Вместе с тем общий вид нагрузочных характеристик известен из физических закономерностей, так как определяется магнитными свойствами металлов: при снижении тока токовая погрешность ТТ всегда уходит в минус, угловая погрешность ТТ всегда имеет нагрузочную характеристику обратного вида, а погрешность ТН всегда уходит в минус при увеличении нагрузки вторичной обмотки.

В расчетах метрологических потерь электроэнергии для объекта с большим числом точек учета вполне допустимо использовать нагрузочные характеристики различных типов приборов, полученные на основе статистических данных.

Следует иметь в виду, что статистические характеристики ИК могут применяться только для оценки суммарной погрешности всей системы учета электроэнергии, а не для корректировки показаний *конкретного ИК. Такая корректировка в расчетах с потребителями* не имеет легитимных оснований: покупатель любого продукта вряд ли согласится, если продавец скажет, что оплачивать надо не взвешенный на весах объем продукта, а чуть больше, потому что весам свойственна отрицательная погрешность. Если статистическая погрешность данного типа приборов находится в интервале, например, от +0,5 до –1,5 %, то для конкретного прибора нельзя указать ее точное значение. Однако можно сказать, что суммарная погрешность тысячи таких приборов будет представлять собой случайную величину с математическим ожиданием (0,5 – 1,5)/2 = –0,5 % и разбросом $\pm 1/\sqrt{1000} = \pm 0{,}032$ %. В этом случае можно говорить о недоучете энергии, оцениваемом диапазоном от –0,468 % до –0,532 %.

Изложенное относится к характеристикам погрешностей, обусловленных отличием тока и напряжения контролируемого присоединения от номинальных значений. Назовем их ***режимными погрешностями.***

С увеличением срока службы приборов их характеристики ухудшаются. Известно, что с течением времени диск индукционного счетчика постепенно затормаживается вследствие износа подпятника и ухудшения смазки, что ведет к нарастающему недоучету энергии. Это подтверждается массовыми случаями, когда после замены бытовых счетчиков индукционного типа (прослуживших, как правило, не один десяток лет) на электронные, абоненты обнаруживали увеличение показаний потребления энергии при практически том же составе бытовых приборов. Что касается ТТ и ТН, то изготовители утверждают, что их погрешности не изменяются в процессе эксплуатации. Так как в природе не существует неизменяющихся величин, то можно говорить, что погрешности изменяются, но в неуловимой степени. Этот тип погрешности назовем ***временно́й погрешностью.*** Поэтому для ТТ и ТН можно говорить лишь о характеристиках, обусловленных режимными параметрами. Для электрических счетчиков индукционного типа временны́е погрешности имеют большее значение, чем режимные.

При рассмотрении данных вопросов следует иметь в виду различие задач, решаемых в области анализа погрешностей учета электроэнергии специалистами-метрологами и специалистами в области

расчета и нормирования потерь электроэнергии. Объектом исследований метролога являются, как правило, конкретные измерительные приборы, а целью – разработка способов повышения их точности. Внимание метролога в основном обращено на современные типы приборов и на необходимость замены старых приборов на новые. Метрологу важно, чтобы погрешности приборов не выходили за допустимые пределы ни в одном из режимов. Если, например, в одном из режимов погрешность прибора класса 1,0 составляет –0,7 %, а в другом режиме +0,7 %, очевиден вывод о нормально функционирующем приборе. Однако если в первом режиме потребляется 80 % энергии, а во втором 20 %, то интегральная погрешность прибора составит $(-0{,}7) \cdot 0{,}8 + 0{,}7 \cdot 0{,}2 = -0{,}42$ %, а отнюдь не ноль.

Специалиста в области расчета и нормирования потерь интересует оценка наиболее вероятного значения *суммарного* недоучета электроэнергии, обусловленного всеми эксплуатируемыми в сети приборами с учетом реальных режимов их работы. Замена старых приборов на новые не может быть осуществлена повсеместно в короткие сроки. Основная масса ТТ эксплуатируется при низких коэффициентах токовой загрузки, основная масса ТН – при высоких загрузках вторичных цепей. Наиболее вероятные значения погрешностей приборов в таких режимах лежат в отрицательной области.

4.1.2. Погрешности трансформаторов тока и напряжения

Допустимые погрешности ТТ в соответствии с ГОСТ 7746 нормируются в трех точках, соответствующих токовой загрузке ТТ 100 %, 20 % и 5 %. Погрешности ТТ классов точности 0,5 и 1,0 в этих точках не должны выходить за пределы, соответственно, $\pm K_{тт}$; $\pm 1{,}5K_{тт}$ и $\pm 3{,}0\ K_{тт}$, где $K_{тт}$ – класс точности ТТ. Это означает, что фактическая погрешность ТТ при малых нагрузках может быть в 1,5–3 раза больше класса точности. Для ТТ класса точности 0,2 соответствующие точки имеют уровни $\pm K_{тт}$; $\pm 1{,}75K_{тт}$ и $\pm 3{,}75K_{тт}$, то есть погрешности при пониженных токах еще больше увеличиваются по сравнению с номинальными.

Зависимости погрешностей ТТ, как и других аналоговых приборов, имеют непрерывный характер, описываемый кривой *а* на рис. 4.1, однако в нормативных документах эти точки соединяются прямыми линиями и поле погрешностей отображается симметричным раструбом.

Для оценки систематической погрешности системы учета электроэнергии необходимо знать статистические характеристики зависимостей погрешностей различных типов ТТ, ТН и счетчиков от факторов, достоверно известных при проведении конкретного расчета. К таким

факторам могут быть отнесены токовая загрузка ТТ и cosφ контролируемого присоединения, определяемые по показаниям активных и реактивных счетчиков, и дата последней поверки счетчика.

Действующий документ, устанавливающий метод расчета допустимых небалансов электроэнергии, обусловленных погрешностями измерений [7], исходит из предположения об отсутствии систематической погрешности и оперирует только случайной составляющей. В качестве обоснований такого подхода обычно приводят следующие доводы:

токовая нагрузка ТТ в ночные часы низкая, в дневные гораздо больше, поэтому в одном периоде погрешность будет положительной, в другом отрицательной и в целом ее можно считать случайной величиной с нулевым математическим ожиданием;

токовая погрешность ТТ в зоне малых нагрузок отрицательна, зато угловая положительна. Угловая погрешность сильно зависит от cosφ контролируемого присоединения, а ночью он может снижаться до 0,4–0,5. При низких cosφ угловая погрешность может даже перекомпенсировать токовую, приводя к переучету;

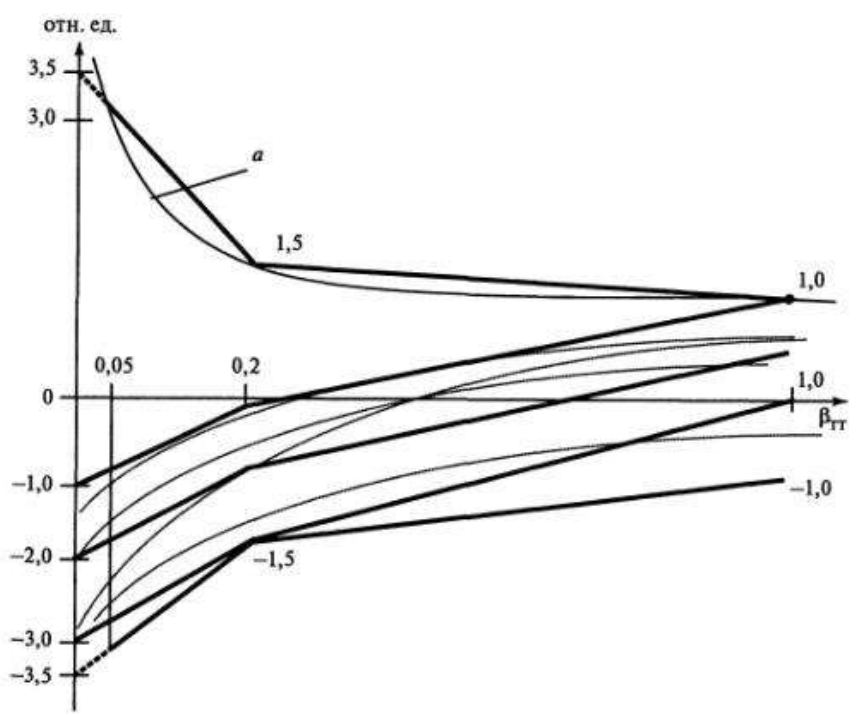


Рис. 4.1. Зависимости погрешностей трансформаторов тока от нагрузки первичной цепи

далеко не все ТН работают с большой нагрузкой измерительной обмотки, на многих из них нагрузкой этой обмотки является только счетчик, поэтому такие ТН имеют положительную погрешность;

каждый экземпляр ТТ и ТН имеет свои индивидуальные нагрузочные характеристики, отличающиеся друг от друга даже в рамках устройств одного типа. Разными заводами выпускались многочисленные типы ТТ и ТН. Поэтому никаких типовых характеристик создать нельзя.

Исходя из этих обоснований в приведенном выше примере допустимый небаланс по объекту может быть оценен лишь величиной ±0,032 %.

Наиболее значимые из приведенных обоснований можно отбросить сразу. Фактические потери электроэнергии в сети определяют по показаниям приборов учета за месячный период, а при расчете тарифов на электроэнергию используются годовые значения потерь. Поэтому погрешности измерения энергии отдельно в ночные или дневные часы не имеют практического значения. Показания активного и реактивного счетчиков позволяют рассчитать среднюю токовую загрузку и средний cosφ каждого ТТ, а для оценки погрешностей измерения электроэнергии за длительный период важны именно средние значения. Предположение о том, что за длительный период отрицательные составляющие погрешности компенсируются положительными опровергается практикой: во всех случаях замены недогруженных ТТ на ТТ с более низкими номинальными токами происходило снижение, а не увеличение потерь. Ничем иным как наличием отрицательной систематической составляющей, этого объяснить нельзя.

Задача оценки потерь, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии, формулируется следующим образом: при известных значениях активной и реактивной энергии, прошедшей через каждую точку учета за расчетный период, и датах последней поверки счетчиков определить возможный диапазон суммарной погрешности измерения полученной и отпущенной энергии по объекту в целом. Обычно данные о датах поверки счетчиков у каждого бытового абонента получить трудно. Однако, как показывает практика, данные о том, что в конкретном городе или поселке, например, 60 % счетчиков прошли поверку 10 лет назад, а 40 % – 7 лет назад, имеются. У потребителей, подключенных к сетям 6–10 кВ и выше, эти даты, как правило, известны точно.

Систематические отрицательные погрешности занижают как поступление электроэнергии на объект, так и ее отпуск с объекта. При их одинаковом значении влияние на отчетные потери оказалось бы даже не нулевым, а положительным, то есть обеспечивался бы

небольшой переучет. Например, при потерях в сети, равных 10 %, полезный отпуск составит 90 %. Если все измерительные комплексы имеют одинаковую систематическую погрешность, например, 1 %, то поступление в сеть будет недоучтено на 1 %, а отпуск из сети – на 0,9 % по отношению к энергии, поступившей в сеть. Это соответствует общему переучету в 0,1 %.

Однако на поступлении энергии обычно установлены ИК более высоких классов точности и используются ТТ с большими номинальными токами (1000, 4000, 8000 А и более). Погрешности таких ТТ малы даже при токовых загрузках менее 5 % [8]. У основной же массы потребителей с точками учета электроэнергии на напряжении 6–10 кВ используются ТТ с номинальными токами от 50 до 300 А и более низкими классами точности. Поэтому суммарная отрицательная погрешность ИК на отпуске энергии из сети заметно превышает аналогичную погрешность ИК на ее поступлении в сеть.

Полученные нами данные о классах точности элементов ИК и характеристиках вторичной нагрузки ТТ и ТН, установленных в 10 338 точках учета отпуска электроэнергии потребителям на напряжении 6–10 кВ пяти сетевых организаций, позволяют достаточно достоверно оценить типичную ситуацию:

1) более 95 % ТТ и ТН имеют класс точности 0,5;

2) 50 % счетчиков, фиксирующих отпуск электроэнергии, имеют класс 2,0; 40 % – 1,0 и 10 % – 0,5. На поступлении энергии все счетчики имеют классы 0,5 и 0,2;

3) практически у всех ТТ (99 %) к измерительной обмотке присоединен только счетчик (перегрузка вторичных цепей практически не наблюдается, основной фактор отрицательной погрешности – малая токовая загрузка первичной цепи);

4) практически у всех ТН (97 %) к измерительной обмотке кроме счетчика присоединена другая нагрузка, поэтому наиболее вероятна работа ТН в зоне отрицательной погрешности.

Рассмотрим поэлементно погрешности устройств измерительных комплексов на предмет получения их статистических характеристик.

Трансформаторы тока

Известно, что токовая погрешность ТТ близка к нулю при номинальной нагрузке (коэффициент токовой загрузки $\beta_{тт} = 1,0$), а при снижении $\beta_{тт}$ уходит в отрицательную область. Зависимость угловой погрешности ТТ от токовой загрузки имеет практически зеркальный вид: при снижении $\beta_{тт}$ погрешность уходит в положительную область. Токовая и угловая погрешности ТТ имеют неодинаковое влияние на погрешность фиксации активной энергии. В средних

условиях угловая погрешность лишь частично компенсирует токовую погрешность (см. ниже).

В связи с тем, что в стандартах значения погрешностей ТТ нормируются только в трех точках нагрузочной характеристики (при токовой загрузке $\beta_{ТТ}$ = 0,05; 0,2 и 1,0), в дальнейшем для простоты принят линейный характер зависимости внутри каждого из двух диапазонов 0,05–0,2 и 0,2–1,0.

В [9] приведены результаты поверки двадцати ТТ типа ТПЛ-10 и девяти ТТ типа ТВЛМ-10. Все ТТ класса точности 0,5. Результаты статистической обработки их токовых и угловых погрешностей приведены в табл. 4.1. Для характеристики случайной составляющей погрешности в дальнейшем используется понятие разброса, представляющее собой удвоенное среднеквадратическое отклонение (при нормальном законе распределения соответствует 95 %-ной вероятности). Из приведенных данных видно, что токовые погрешности всех экземпляров обоих типов ТТ при токовых загрузках 5 и 20 % лежат в отрицательной области, а угловые – в положительной, имея естественный тренд увеличения абсолютных значений при снижении токовой загрузки. При 100 %-ной загрузке погрешности некоторых экземпляров ТТ переходят в противоположную область, хотя средние значения остаются в прежних областях.

Таблица 4.1

Статистические характеристики погрешностей ТТ типов ТПЛ-10 и ТВЛМ-10 класса точности 0,5

Токовая загрузка ТТ, %	Погрешности ТПЛ-10				Погрешности ТВЛМ-10			
	токовая, %		угловая, мин		токовая, %		угловая, мин	
	среднее значение	разброс	среднее значение	разброс	среднее значение	разброс	среднее значение	разброс
5	–1,97	±1,24	62	±33	–1,13	±0,35	44	±19
20	–1,25	±1,07	34	±24	–0,55	±0,25	24	±12
100	–0,64	±0,97	15	±22	–0,09	±0,13	9	±3

В табл. 4.2 приведены данные измерений нагрузочных характеристик двух экземпляров ТТ типа ТОЛ-10-1 класса точности 0,5 с номинальным током 300 А и вычисленные по ним средние значения и разбросы. Двух значений, естественно, недостаточно для вычисления достоверных статистических характеристик данного типа ТТ, однако они также подтверждают общие закономерности.

Таблица 4.2

Нагрузочные характеристики ТТ типа ТОЛ-10-1

Токовая загрузка ТТ, %	Погрешности ТТ				Характеристики погрешностей			
	Экз. № 1		Экз. № 2		токовой, %		угловой, мин	
	токовая, %	угловая, мин	токовая, %	угловая, мин	среднее значение	разброс	среднее значение	разброс
1	–2,30	124	–1,46	77	–1,88	±0,42	100	±24
5	–0,86	43	–0,44	28	–0,65	±0,21	36	±15
20	–0,51	26	–0,22	18	–0,37	±0,15	22	±4,0
100	0,061	5,2	0,14	3,9	0,10	±0,04	4,6	±0,6
120	0,043	5,9	0,14	3,8	0,09	±0,05	4,9	±0,9

Из сопоставления данных табл. 4.1 и 4.2 видно, что различные типы ТТ имеют разные характеристики погрешностей и теоретически при расчетах надо учитывать конкретные типы ТТ. До получения представительных статистических данных о характеристиках каждого типа ТТ в практических расчетах можно использовать минимальные значения погрешностей, полученные для ограниченной выборки и соответствующие практически гарантированной оценке недоучета.

На основании данных табл. 4.1 и 4.2 рассчитаны статистические нагрузочные характеристики погрешностей ТТ (весьма приближенные для ТОЛ-10-1, как отмечено выше), приведенные в табл. 4.3. На основании этих характеристик математические ожидания погрешности (систематические погрешности) и размахи токовой и угловой погрешностей (случайные погрешности) ТТ рассматриваемых типов могут быть вычислены при любом значении $\beta_{ТТ}$.

Таблица 4.3

Статистические нагрузочные характеристики ТТ

Тип ТТ	Диапазон значений $\beta_{ТТ}$, %	Нагрузочные характеристики ТТ класса точности 0,5			
		токовой погрешности, %		угловой погрешности, мин	
		среднее значение	разброс	среднее значение	разброс
ТПЛ-10	0,05–0,2	$-2,21 + 4,80\,\beta_{ТТ}$	$\pm(1,3 - 1,13\,\beta_{ТТ})$	$71 - 185\,\beta_{ТТ}$	$\pm(36 - 61\,\beta_{ТТ})$
	0,2–1,0	$-1,40 + 0,76\,\beta_{ТТ}$	$\pm(1,1 - 0,13\,\beta_{ТТ})$	$39 - 25\,\beta_{ТТ}$	$\pm(24 - 1\,\beta_{ТТ})$

Окончание табл. 4.3

Тип ТТ	Диапазон значений $\beta_{тт}$, %	Нагрузочные характеристики ТТ класса точности 0,5			
		токовой погрешности, %		угловой погрешности, мин	
		среднее значение	разброс	среднее значение	разброс
ТВЛМ-10	0,05–0,2	$-1{,}32 + 3{,}87\,\beta_{тт}$	$\pm(0{,}4 - 0{,}68\,\beta_{тт})$	$51 - 133\,\beta_{тт}$	$\pm(21 - 46\,\beta_{тт})$
	0,2–1,0	$-0{,}67 + 0{,}58\,\beta_{тт}$	$\pm(0{,}3 - 0{,}15\,\beta_{тт})$	$28 - 19\,\beta_{тт}$	$\pm(14 - 11\,\beta_{тт})$
ТОЛ 10-1	0,05–0,2	$-0{,}74 + 1{,}87\,\beta_{тт}$	$\pm(0{,}2 - 0{,}40\,\beta_{тт})$	$41 - 93\,\beta_{тт}$	$\pm(19 - 73\,\beta_{тт})$
	0,2–1,0	$-0{,}49 + 0{,}59\,\beta_{тт}$	$\pm(0{,}2 - 0{,}14\,\beta_{тт})$	$26 - 22\,\beta_{тт}$	$\pm(5 - 4\,\beta_{тт})$

Так как $\beta_{тт}$ конкретного ТТ изменяется в течение суток в соответствии с изменением нагрузки, возникает вопрос об определении его расчетного значения для периода продолжительностью T часов. На простом примере покажем, что среднее значение $\beta_{тт}$, определяемое по энергии, прошедшей через ТТ за расчетный период, неточно отражает действительную погрешность в значении энергии. Если потребление энергии в течение половины расчетного периода происходило с $\beta_{тт} = 1$, а в течение второй половины с $\beta_{тт} = 0$, очевидно, что вся энергия потреблена при $\beta_{тт} = 1$ с соответствующей этому значению малой погрешностью. В то же время при использовании среднего значения $\beta_{тт} = 0{,}5$ погрешность окажется существенно больше, что не соответствует ее фактическому значению.

Зависимости, приведенные в табл. 4.3, являются линейными уравнениями, описываемыми общим выражением $a + b\,\beta_{тт}$. Эквивалентное значение коэффициента $\beta_{тт}$ определим из равенства

$$\sum_{i=1}^{n}(a + b\,\beta_{ттi})\,I_i = (a + b\,\beta_{тт\,эк})\,I_{ср}\,n, \qquad (4.2)$$

где n – число ступеней графика.

Подставив в данное уравнение $\beta_{тт\,i} = I_i / I_{ном}$, после преобразований получим:

$$\beta_{тт\,эк} = \beta_{тт\,ср}\,k_ф^2, \qquad (4.3)$$

где $k_ф^2$ – коэффициент формы графика нагрузки.

В соответствии с (4.3) эквивалентное значение коэффициента $\beta_{тт}$ больше среднего. Для приведенного выше примера в соответствии с формулой (2.4) $k_ф^2 = 2$. При этом по формуле (4.3) $\beta_{тт\,эк} = 1$, что соответствует фактическому режиму ТТ.

Среднее значение $\beta_{тт}$ определяют по формуле

$$\beta_{тт\,ср} = \frac{W\sqrt{(1 + \mathrm{tg}^2\varphi)}}{T\sqrt{3}\,U_{ном}\,I_{ном}}\,10^3, \qquad (4.4)$$

где W – электроэнергия, тыс. кВт·ч, прошедшая через ТТ за T часов;

$\mathrm{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности контролируемого присоединения;

$U_{ном}$ и $I_{ном}$ – номинальное напряжение и ток первичной обмотки ТТ, кВ и А соответственно.

Максимальный коэффициент загрузки ТТ определяют по формуле

$$\beta_{тт\,макс} = \beta_{тт\,ср} / k_з. \qquad (4.5)$$

При анализе результатов расчета, проведенного, например, по программе РАПУ-ст, необходимо помнить, что допустимая нагрузка ТТ определяется по значению $\beta_{тт\,макс}$, а погрешность ТТ – по значению $\beta_{тт\,эк}$.

В реальных условиях токовые нагрузки ТТ существенно ниже номинальных даже в максимум нагрузки. Это объясняется тем, что выбор номинальных параметров оборудования осуществляется в расчете на рост нагрузок в перспективе, а в действительности они могут и уменьшиться, как это произошло в 1990-е гг. из-за резкого спада промышленного производства. Кроме того, погрешности измерения электроэнергии с помощью ТТ определяются не максимальным, а эквивалентным коэффициентом токовой загрузки ТТ, который всегда ниже максимального значения. В результате работа ТТ в зоне $\beta_{тт\,экв} = 0{,}05 - 0{,}2$ (а часто и ниже 0,05) является в большинстве случаев типовой ситуацией. С точки зрения требований к системе учета эта ситуация не может считаться допустимой, однако при определении структуры отчетных потерь важно знать возможные погрешности системы учета в фактических условиях ее работы, так как в противном случае ее повышенные погрешности будут ошибочно рассматриваться как коммерческие потери.

Может возникнуть мысль: а почему бы не изготавливать ТТ с некоторой положительной погрешностью при номинальной нагрузке – при этом погрешности при средних нагрузках были бы близки к нулю и значение электроэнергии определялось бы более точно. Однако ТТ являются измерителями тока (а не тока для определения энергии), значение которого используется и в других задачах. Разработчики ТТ, как и других приборов, стараются обеспечить минимальную погрешность именно при номинальной нагрузке.

Трансформаторы напряжения

В отличие от ТТ, погрешности которых зависят от изменяющейся нагрузки контролируемой цепи, погрешность ТН представляет собой постоянную величину, практически не зависящую от режима внешней сети. Погрешность измерения напряжения определяется загрузкой вторичной цепи ТН и потерями напряжения в соединительных проводах между ТН и счетчиком. Поле допустимых погрешностей ТН имеет одинаковую ширину во всем диапазоне коэффициента загрузки вторичной цепи $\beta_{2ТН}$ (рис. 4.2). Средняя линия нагрузочной характеристики представляет собой математическое ожидание погрешности (систематическую погрешность) ТН, а боковые – границы рабочей области поля допустимых погрешностей. При бóльших нагрузках вторичных цепей ТН погрешность также уходит в отрицательную область.

Формулы для систематической $\beta_{ТН}$ и случайной $\beta_{ТН}$ погрешностей ТН по модулю напряжения, соответствующие прямым на рис. 4.2, имеют вид:

$$\Delta_{ТН} = (0{,}5 - \beta_{2ТН})\, K_{ТН}; \qquad (4.6)$$

$$\delta_{ТН} = \pm 0{,}5 \cdot K_{ТН}, \qquad (4.7)$$

где $K_{ТН}$ – класс точности ТН.

Загрузка вторичных цепей ТН, как правило, существенна и часто превышает номинальные значения. В этих условиях средняя погрешность всех ТН, используемых на объекте, имеет отрицательную систематическую погрешность. Дополнительную отрицательную погрешность вносят потери напряжения во вторичных цепях ТН (соединительных проводах и кабелях). На практике они также часто превышают допустимые значения. Эти потери действуют лишь в одну сторону (уменьшая напряжение на счетчике по сравнению с выводами ТН), поэтому их учет в формуле (4.1) в виде симметричной погрешности можно считать ошибкой. Особенно это очевидно для систем *технического* учета, в которых такие потери допускаются до 1,5 % номинального напряжения.

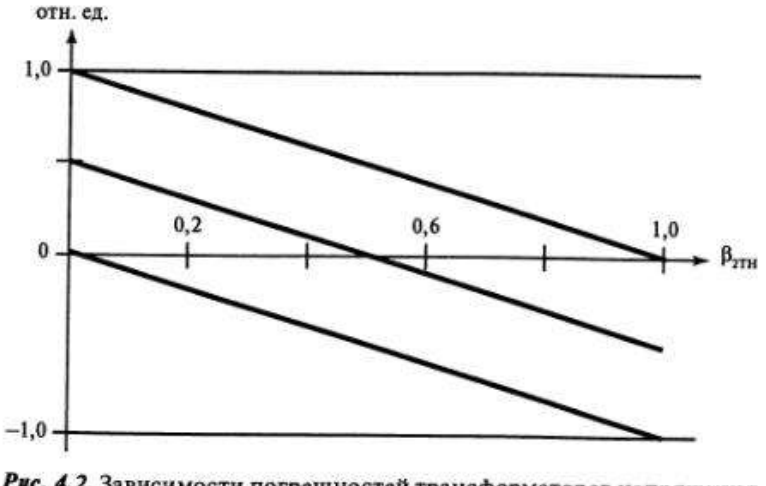


Рис. 4.2. Зависимости погрешностей трансформаторов напряжения от нагрузки вторичной цепи

Использование формул (4.6) и (4.7) возможно при наличии данных о коэффициентах загрузки вторичных цепей ТН. В отличие от загрузки первичных обмоток ТТ, определяемых на основании показаний счетчиков, которые используются и при расчете технических потерь (получать какие-либо данные специально для определения их загрузки не требуется), значения коэффициентов загрузки вторичных цепей ТН являются дополнительной информацией, получение которой затруднительно. Поэтому при расчете метрологических потерь можно принять среднюю систематическую погрешность ТН равной нулю, а с учетом допустимых потерь напряжения в соединительных проводах – равной половине класса точности ТН.

Угловые погрешности ТТ и ТН

В соответствии с ГОСТ 7746 поле допустимых угловых погрешностей ТТ имеет зеркальный вид по отношению к полю токовых погрешностей, изображенных на рис. 4.1, – наиболее заполненной областью в зоне малых значений $\beta_{ТТ}$ является верхняя область. Нормированная угловая погрешность ТТ $d\theta_{ТТ}$ при $\beta_{ТТ} = 1{,}0$ составляет 60 мин для класса точности 1,0 и 30 мин для класса точности 0,5, то есть $d\theta_{ТТ} = 60\, K_{ТТ}$.

В отличие от ТТ, характеристики угловых погрешностей ТН располагаются не зеркально, а аналогично характеристикам погрешностей измерения модуля напряжения. Нормированные угловые погрешности ТН в соответствии с ГОСТ 1983 составляют 40 мин для класса 1,0 и 20 мин для класса 0,5, то есть $d\theta_{ТН} = 40\, K_{ТН}$. Значения указанных погрешностей при реальной загрузке вторичных цепей ТН определяют по формулам (4.5) и (4.6) аналогично погрешностям по модулю напряжения, то есть умножением $d\theta_{ТН}$ на соответствующую функцию (величины, стоящие в (4.6) и (4.7) перед величиной $K_{ТН}$). В литературе отсутствуют данные, которые позволили бы получить полноценные статистические характеристики угловых погрешностей ТН. Вместе с тем ГОСТ 1983 устанавливает предельную угловую погрешность для ТН класса 0,5, равную 20 мин. Для дальнейших выкладок примем среднее значение угловой погрешности равным 10 мин.

Угол между током и напряжением во вторичных цепях (на счетчике) будет отличаться от угла в первичной цепи на разность сдвигов углов ТТ и ТН. Если ТТ типа ТПЛ-10 работает при токовых загрузках от 5 до 20 %, то, в соответствии с табл. 4.1, угол сдвига вектора тока составит в среднем 34 мин. Трансформатор напряжения сдвинет угол вектора напряжения в обратную сторону на 10 мин. В результате угол между векторами тока и напряжения на вторичной стороне будет на 24 мин меньше угла на первичной стороне. Чем меньше угол, тем больше активная составляющая тока и меньше реактивная, поэтому угловая погрешность приводит к некоторой компенсации токовой погрешности.

Суммарное влияние угловых погрешностей ТТ и ТН, называемых погрешностью трансформаторной схемы присоединения счетчика $d\theta$, мин, на погрешность измерения активной энергии d_θ, %, рассчитывается по формуле

$$d_\theta = 0{,}0291\, d\theta\, \mathrm{tg}\varphi. \qquad (4.8)$$

Например, при $\mathrm{tg}\varphi = 0{,}5$ и $d\theta = 24$ мин, $d_\theta = 0{,}0291 \cdot 24 \cdot 0{,}5 = 0{,}35$ %.

Математическое ожидание суммарной погрешности ТН и ТТ типа ТПЛ-10, работающего с $\beta_{тт} = 0{,}2$, с учетом данных табл. 4.3 составит:

$$\Delta W_y = (-1{,}4 + 0{,}76\,\beta_{тт}) - 0{,}25 + 0{,}35 = -1{,}25 - 0{,}25 + 0{,}35 = -1{,}15\ \%.$$

Следует отметить, что эта величина различается для разных типов ТТ: при использовании в паре с ТН трансформаторов тока типа ТВЛМ-10 $\Delta W_y = -0{,}6$ %, а для ТТ типа ТОЛ-10 $\Delta W_y = -0{,}46$ %, что в первую очередь определяется токовой погрешностью ТТ. Для дальнейших обобщенных выводов примем среднее для трех типов ТТ значение недоучета $(-1{,}15 - 0{,}6 - 0{,}46) / 3 = -0{,}74$ %.

4.1.3. Погрешности электрических счетчиков

Имеющиеся данные о погрешностях индукционных счетчиков показывают, что по мере эксплуатации счетчиков они становятся все более отрицательными и в некоторых случаях выражаются двузначной цифрой [10]. Эти данные получены не для счетчиков, находящихся в эксплуатации неоправданно долгое время, а для счетчиков, сроки службы которых не вышли за пределы нормированного межповерочного интервала (8 лет для трехфазных счетчиков и 16 лет для однофазных). Обработка этих данных показывает, что в течение каждых 5 лет после поверки погрешность индукционных счетчиков в среднем уходит в минус на величину, равную их

классу точности. У бытовых абонентов средний срок службы счетчиков (класс точности 2,5) составляет не менее 10 лет. За это время суммарная отрицательная погрешность достигает 5 % от реального потребления энергии бытовым сектором. Эти оценочные данные подтверждаются фактическими измерениями. В частности, исследования, проведенные фирмой «Казэнергоналадка» [11] для одной из региональных энергетических компаний, показали, что недоучет электроэнергии в бытовом секторе находится в диапазоне от 4,8 до 5,1 %.

Все изложенное позволяет оценить суммарный недоучет (метрологические потери) для сетевых компаний, эксплуатирующих сети высокого напряжения, средней величиной 0,8 %, а муниципальных компаний – 4–5 %.

Определенный недоучет электроэнергии обусловливается также наличием у индукционного счетчика порога чувствительности, представляющего собой минимальное значение тока, при котором диск счетчика начинает вращаться непрерывно. Значения нормированного ГОСТ 6570 порога чувствительности по току для индукционных счетчиков различных классов приведены ниже (порог чувствительности по активной мощности вычислен при $\cos\varphi = 0{,}85$):

Класс точности счетчика	0,5	1,0	2,0	2,5
Порог чувствительности по току, %	0,3	0,4	0,45	1,0
То же, по активной мощности, %	0,25	0,34	0,38	0,85

Приведенные данные показывают, что наиболее распространенный индукционный счетчик класса точности 2,5 не учитывает электроэнергию в периоды, когда ее потребление составляет менее 0,85 % номинала счетчика. Мощность, потребляемая многими устройствами, находящимися в ждущем режиме (радиотелефоны, факсы, охранная сигнализация и т. п.), не превышает этого значения. Время, в течение которого к сети присоединены только приборы, потребляющие в сумме не более пороговой мощности, в бытовых условиях составляет не менее 12 часов в сутки (ночные часы и отсутствие хозяев в квартире в течение рабочего дня) или 360 часов в месяц. В этих условиях недоучет электроэнергии за месяц по одному абоненту в расчете на 10-амперный счетчик составит $220 \cdot 10 \cdot 360 \cdot 0{,}85/100 = 6{,}7$ кВт·ч. Конечно, в настоящее время распространенность таких приборов не так высока, чтобы этот недоучет оказался существенным в целом, однако для абонента, использующего указанные приборы и потребляющего в среднем 300 кВт·ч в месяц, это составляет 2,2 %.

4.1.4. Оценка «нормального» недоучета

Может сложиться впечатление, что недоучет энергии обусловлен ненормальными условиями работы ИК и может быть полностью устранен приведением учета в порядок. Это не так. Трансформаторы тока не могут быть подобраны точно в соответствии с рабочими токами присоединений. Например, при максимальном токе 240 А будет установлен ТТ с номинальным током 300 А, что соответствует его максимальной токовой загрузке 0,8. При числе часов использования максимальной нагрузки 2600 ч в году (0,3 годового периода) средняя токовая загрузка такого ТТ составит $0,8 \cdot 0,3 = 0,24$. И это нормальный режим работы ТТ. В некоторых случаях (при отсутствии токоограничивающих реакторов) по условиям динамической устойчивости вместо, например, ТТ 150 А установлены ТТ 600 А. Они уже по этой причине в нормальных условиях будут загружены только на 25 %, а с учетом приведенных выше факторов – всего на 6 %.

Расчеты метрологических потерь для реальных объектов показали, что они находятся на уровне 0,8–1,2 % от отпуска электроэнергии потребителям. Для расчета «нормального» недоучета все параметры ТТ, ТН и счетчиков приводились к «идеальным» условиям: номинальные токи ТТ принимались равными рабочим токам присоединений (с учетом дискретности), потери во вторичных цепях ТН – не более половины класса точности ТН, погрешность самого ТН – нулевая, срок службы счетчиков – в середине нормированного межповерочного интервала. При этих условиях значения недоучета уменьшались практически вдвое и составляли от 0,5 до 0,7 %. Эти значения уже не могут быть уменьшены разумными способами и представляют собой нормальную характеристику системы учета энергии по объекту в целом.

Изложенное позволяет сделать однозначный вывод о том, что недоучет электроэнергии является объективным свойством системы учета, обусловленным физическими свойствами металлов, используемых при изготовлении ТТ и ТН, и влиянием срока эксплуатации на погрешности индукционных счетчиков. Недоучет может быть уменьшен заменой приборов на новые, но не может быть сведен к нулю. Объективность указанного свойства измерительных устройств подтверждает ситуация, часто наблюдавшаяся в практических расчетах технических потерь в фидерах 6–10 кВ с отключенными нагрузками, но находящихся под так называемым «охранным» напряжением. Потребление энергии на головном участке такого фидера физически определяется только потерями холостого хода трансформаторов и незначительными нагрузочными потерями

от протекания по линиям потерь холостого хода. Расчеты же технических потерь в таких фидерах показывали, что они часто в два-три раза превышали энергию, заданную на головном участке по показаниям счетчика. Это приводило к обращениям пользователей программ к разработчикам с указанием на ошибочную работу программы расчета технических потерь. Вместе с тем правильность расчета потерь холостого хода легко проверяется ручным расчетом. А их сопоставление с показаниями счетчика показывает, насколько он занижает действительный расход электроэнергии. Что не удивительно при исключительно малом коэффициенте загрузки ТТ.

Следует отметить и преувеличенное представление об эффективности замены существующих счетчиков на счетчики более высокого класса точности. Если, например, ТТ, ТН и счетчик имеют класс точности 0,5, то суммарная погрешность учета будет равна $\delta = 1,11\sqrt{0,5^2 + 0,5^2 + 0,5^2} = 0,87\,\%$. При замене счетчика на счетчик класса 0,2 она снизится всего до $\delta = 1,11\sqrt{0,5^2 + 0,5^2 + 0,2^2} = 0,81\,\%$, не говоря уже о систематической погрешности ТТ и ТН, которая останется неизменной. Замена счетчиков эффективна в сетях 0,4 кВ, но и здесь основным фактором является собственно замена старого счетчика на новый, который не имеет проявляющуюся с годами систематическую погрешность недоучета, а не повышение класса точности счетчика. Повышение класса с 2,5 до 2,0 практически не сказывается на недоучете электроэнергии.

На основании имеющихся ограниченных данных о погрешностях ТТ, ТН и счетчиков получены зависимости погрешностей, использование которых в практических расчетах позволяет оценить минимальный (практически гарантированный) уровень метрологических потерь в сетях поставщика электроэнергии.

Формулы для оценки систематических погрешностей ТТ могут быть представлены линейными зависимостями, аппроксимирующими их минимальные значения из приведенных в табл. 4.3, %:

для ТТ с номинальным током $I_{ном} \le 1000$ А:

при $\beta_{тт} \le 0,05$ $\quad \Delta_{тт} = 30\,(\beta_{тт} - 0,0833)\,K_{тт}$; (4.9)

при $0,05 < \beta_{тт} \le 0,2$ $\quad \Delta_{тт} = 3,3333\,(\beta_{тт} - 0,35)\,K_{тт}$; (4.10)

при $\beta_{тт} > 0,2$ $\quad \Delta_{тт} = 0,625\,(\beta_{тт} - 1)\,K_{тт}$; (4.11)

для ТТ с номинальным током $I_{ном}$ более 1000 А во всем диапазоне $\beta_{тт}$:

$$\Delta_{тт} = \frac{625}{I_{ном}}\,(\beta_{тт} - 1)K_{тт}. \qquad (4.12)$$

По мере накопления данных эти зависимости, скорее всего, будут испытывать тенденцию к увеличению расчетных значений недоучета. Например, измерения погрешностей ТТ в ОАО «Орелэнерго» [12] показали, что они в 1,5–2 раза выше значений, рассчитанных по приведенным формулам. Однако в силу ограниченности данных бóльшие значения погрешностей пока не могут быть подтверждены для использования в качестве средних значений.

Для сопоставления формул (4.10) и (4.11) с формулами, приведенными в табл. 4.3, подставим в формулы (4.10) и (4.11) $K_{тт} = 0,5$. При этом они приобретут вид:

$$\Delta_{тт} = (-0,58 + 1,67\,\beta_{тт}); \qquad (4.10а)$$

$$\Delta_{тт} = (-0,31 + 0,31\,\beta_{тт}). \qquad (4.11а)$$

Сопоставление показывает, что формулы (4.10а) и (4.11а) представляют собой весьма осторожную оценку систематических погрешностей ТТ. В частности, при $\beta_{тт} = 0,2$ погрешность, определенная по формулам (4.10а) и (4.11а), составляет –0,25 %, в то время как средняя токовая погрешность для представительного количества ТТ (31 шт., табл. 4.1 и 4.2) при $\beta_{тт} = 0,2$ составляет –1 %, а с учетом компенсирующего действия угловой погрешности –0,65 %.

Систематическая погрешность ТН с учетом потерь напряжения в соединительных проводах, как указывалось ранее, в практических расчетах может быть принята равной половине класса точности ТН, а систематическая погрешность индукционных счетчиков определена по формуле, %:

$$\Delta_{сч} = -0,2\,T_{пов}\,K_{сч}, \qquad (4.13)$$

где $T_{пов}$ – срок службы счетчиков после последней поверки.

Для электронных счетчиков, в силу отсутствия в настоящее время опубликованных данных об их режимных и временны́х погрешностях, приходится принимать $\Delta_{сч} = 0$.

При определении нормативного недоучета электроэнергии в сети (нормативных метрологических потерь), значение $T_{пов}$ в формуле (4.13) для конкретной точки учета не должно превышать нормативного межповерочного интервала: 8 лет для трехфазного счетчика и 16 лет для однофазного. При использовании формулы (4.13) для определения суммарного недоучета в сети с большим количеством счетчиков необходимо использовать среднее значение $T_{пов}$, равное половине нормативного межповерочного интервала. В этом случае суммарный недоучет отпуска электроэнергии бытовым потребителям составит 4 % при $K_{сч} = 2,5$, и 3,2 % при $K_{сч} = 2,0$. Как следует из сопоставления этих цифр с описанными выше результатами исследо-

ваний фактических погрешностей счетчиков, формула (4.13) также предполагает осторожную оценку недоучета.

На основе изложенного материала интересно оценить правильность методик, приведенных в нормативных документах. Допустимый небаланс электроэнергии по объекту в соответствии с [7] рассчитывается как среднеквадратическая погрешность приборов учета. Систематическая составляющая погрешности не учитывается. Это допустимо для цели, на которую была направлена прежняя редакция данной инструкции [13] – проверка правильности подключения приборов учета на территориально сосредоточенном объекте, потери электроэнергии на котором имеют только техническую составляющую (подстанция, РУ электростанции). Инструкция [13] ограничивалась только этими объектами. Если небаланс электроэнергии на таком объекте не превышает допустимую погрешность, можно считать схему подключения приборов учета правильной. Метрологические характеристики приборов, установленных на входе и на выходе такого объекта, как правило, различаются незначительно, поэтому разница практически одинаковых систематических погрешностей учета поступления и отпуска энергии близка к нулю. Аналогичная ситуация характерна и для сетей высокого напряжения (220–750 кВ), поступление и отпуск энергии в которых фиксируется системами учета приблизительно одинакового класса, работающими в приблизительно одинаковых условиях. Поэтому, несмотря на теоретическую правильность учета систематических погрешностей средств измерения при определении допустимых небалансов на любых объектах, их неучет при определении допустимых небалансов на подстанциях, а также нормативных потерь в сетях Федеральной сетевой компании можно в какой-то мере признать допустимым.

В электрических сетях распределительных сетевых компаний (РСК), поступление энергии в которые фиксируется приборами высокого класса точности и регулярно обслуживаемыми, а отпуск энергии (преимущественно потребителям 6–10 и 0,4 кВ) – приборами гораздо более низкого класса точности, проверяемыми менее часто, неучет систематических погрешностей приводит к неправильному представлению о структуре фактических потерь.

Первая попытка учета систематических погрешностей (обусловленных только потерями напряжения в соединительных проводах) была предпринята в [14]. Она получила развитие в работе [15], в которой была также предложена формула для расчета случайной погрешности учета по районам (РЭС) и предприятиям (ПЭС) электрических сетей, АО-энерго. К сожалению, авторами [7] была использована только последняя формула без учета систематической погрешности.

Дальнейшие исследования [16–18] показали, что преимущественно отрицательные систематические погрешности характерны для всех элементов ИК. Их игнорирование не позволяет учесть объективное влияние системы учета на фактические потери. Для примера в табл. 4.4 и 4.5 приведены результаты расчета по [7] допустимых небалансов электроэнергии в сетях крупной сетевой компании и коммунальной сети одного из городов России. Параметры элементов ИК и погрешности точек учета в сетях различных напряжений, определенные по формуле (4.1), приведены ниже:

500 кВ: ТТ, ТН – класс 0,5, счетчики – класс 0,2.

$$\delta = 1{,}11\sqrt{0{,}5^2 + 0{,}5^2 + 0{,}2^2} = 0{,}81\,\%$$

110–220 кВ: ТТ, ТН – класс 0,5, счетчики – класс 0,5.

$$\delta = 1{,}11\sqrt{0{,}5^2 + 0{,}5^2 + 0{,}5^2} = 0{,}97\,\%$$

6–35 кВ: ТТ, ТН – класс 0,5, счетчики – класс 2,0.

$$\delta = 1{,}11\sqrt{0{,}5^2 + 0{,}5^2 + 2{,}0^2} = 2{,}36\,\%$$

0,4 кВ: счетчики – класс 2,5.

$$\delta = 1{,}1 \cdot 2{,}5 = 2{,}8\,\%.$$

Суммарная погрешность системы учета электроэнергии (корень квадратный из суммы квадратов вкладов точек учета) для крупной сетевой компании составляет ±0,205 %, а для муниципальной сети – ±0,221 %. Это вместо оцененных выше реальных недоучетов 0,8 % и 4–5 %, соответственно.

Из приведенных расчетов следует, что для объектов с большим числом точек учета по формулам инструкции [7] невозможно оправдать небаланс более 0,25 % отпуска электроэнергии в сеть. Следует также иметь в виду, что по этим формулам определяется не значение недоучета электроэнергии, а *диапазон* случайной составляющей погрешности (±0,25 %), который следует трактовать и как возможный недоучет, и как переучет на 0,25 %. В связи с этим возникает вопрос о правомерности использования лишь одной его границы при обосновании норматива потерь. Если следовать этой логике, то и технические потери следует включать в норматив значением, увеличенным на погрешность их расчета.

Систематическая же погрешность является математическим ожиданием случайной величины и при ее отрицательном значении представляет собой наиболее вероятное значение именно недоучета. Она рассчитывается не вместо случайной составляющей, а дополнительно к ней. Если, например, систематическая погрешность

Таблица 4.4

Расчет допустимого небаланса для крупной сетевой компании

№ п/п	Наименование группы точек учета	Энергия, прошедшая через группу точек учета, млн кВт·ч	Доля от суммарного поступления энергии в сеть	Число точек учета	Погрешность одной точки учета, %	Вклад группы точек учета в суммарную погрешность, %
	Поступление электроэнергии в сеть					
1	ПС-500 № 1	1775	0,191	2	0,81	0,109
2	ПС-500 № 2	1600	0,173	2	0,81	0,099
3	АО-энерго № 1 (220 кВ)	1300	0,140	2	0,97	0,095
4	ТЭЦ № 1 (220 кВ)	200	0,022	2	0,97	0,016
5	АО-энерго № 1 (110 кВ)	80	0,008	2	0,97	0,006
6	АО-энерго № 2 (110 кВ)	120	0,013	2	0,97	0,009
7	ТЭЦ № 2, 3, 4 (110 кВ)	3300	0,356	18	0,97	0,081
8	ТЭЦ № 6 (110 кВ)	880	0,095	8	0,97	0,032
9	Блок-станции (6–35 кВ)	20	0,002	4	2,36	0,001
	Всего, поступление	9275	1,0	–	–	–
	Отпуск электроэнергии из сети					
10	АО-энерго № 2 (220 кВ)	700	0,075	6	0,97	0,030
11	АО-энерго № 3 (110 кВ)	175	0,019	2	0,97	0,013
12	Потребители (220 кВ)	1427	0,154	16	0,97	0,037
13	Потребители (110 кВ)	1940	0,209	44	0,97	0,030

Окончание табл. 4.4

№ п/п	Наименование группы точек учета	Энергия, прошедшая через группу точек учета, млн кВт·ч	Доля от суммарного поступления энергии в сеть	Число точек учета	Погрешность одной точки учета, %	Вклад группы точек учета в суммарную погрешность, %
14	Потребители (6–35 кВ)	2340	0,252	844	2,36	0,020
15	Потребители (0,4 кВ)	1517	0,166	928 000	2,8	0
	Всего, отпуск	8099	0,875	–	–	–
	Потери в сетях	1176	0,125	–	–	–

Таблица 4.5

Расчет допустимого небаланса для муниципальной сети

№ п/п	Наименование группы точек учета	Энергия, прошедшая через группу точек учета, млн кВт·ч	Доля от суммарного поступления в сеть	Число точек учета	Погрешность одной точки учета, %	Вклад группы точек учета в суммарную погрешность, %
	Поступление электроэнергии в сеть					
1	От пяти ПС АО-энерго	127,3	1,0	20	0,97	0,216
	Отпуск электроэнергии из сети					
2	Потребители 10 кВ	9,4	0,074	16	2,36	0,043
3	Потребители 0,4 кВ	103,6	0,814	72 000	2,8	0,009
	Всего, отпуск	113,0	0,888	–	–	–
	Потери в сетях	14,3	0,112	–	–	–

составляет –1 %, а случайная ±0,25 %, то значение фактического недоучета электроэнергии находится в диапазоне от 0,75 до 1,25 %. Использование в нормативе потерь его наиболее вероятного среднего значения также правомерно, как и расчетного значения технических потерь, которое тоже является средним значением.

4.2. Коммерческие потери

Коммерческие потери обусловлены двумя основными причинами: хищениями электроэнергии потребителями и недостатками в организации контроля за ее потреблением и оплатой. Эти потери представляют собой плохо формализуемую часть общих потерь, так как определяются в основном социальными и организационными факторами.

Влияние на коммерческие потери способов определения полезного отпуска обусловлено следующими факторами:

оценка некоторой части полезного отпуска (обычно на временных присоединениях) не по показаниям счетчиков, а расчетным путем;

неодновременное снятие показаний счетчиков;

ошибки в банковских операциях и др.

Неодновременное снятие показаний счетчиков может существенно исказить помесячные значения потерь, но в годовом их значении практически компенсируется. Поэтому при определении месячных нормативных потерь, устанавливаемых в качестве плановых заданий персоналу, приходится корректировать их значения на величину сложившейся динамики переноса части потерь между месяцами. При этом сумма месячных корректировок по году должна быть равна нулю.

Уровень коммерческих потерь зависит также от качества контроля за потреблением и уменьшается при осуществлении следующих мероприятий:

«привязка» всех абонентов к конкретным подстанциям с помощью идентификационных кодов в платежных документах;

обеспечение наличия счетчиков технического учета на головных участках радиальных линий всех классов напряжения (вплоть до 0,4 кВ, если имеются возможности организовать их нормальную эксплуатацию). Это позволяет определять степень соответствия электроэнергии, отпущенной в данную сеть и оплаченной присоединенными к ней потребителями, и на основе этого выявлять конкретные участки сети с повышенными коммерческими потерями;

оснащение инспекторов специальными приборами, позволяющими выявлять несоответствие между токовой нагрузкой присоединения и платой за электроэнергию;

обеспечение достаточной численности и эффективная организация работы инспекторов.

Существенным фактором является уровень покупательной способности и менталитет населения в регионе. Известно, что уровень коммерческих потерь выше в тех странах, где уровень жизни невысок. В одной из аргентинских энергетических компаний, снабжающих электроэнергией северные кварталы г. Буэнос-Айреса, потери электроэнергии в 1992 г. превышали 30 % [19]. Французские специалисты, проводившие анализ ситуации и разработку рекомендаций по снижению потерь после последовавшей в 1992 г. приватизации компании, отмечали, что в бедных кварталах имеет место коллективный тип поведения, при котором хищения электроэнергии не считаются зазорными. Более того, в таких кварталах появились консультанты, которые за деньги обучали жителей способам хищений. Выявлены и случаи соучастия в мошенничестве работников самой энергоснабжающей организации, в том числе и из числа руководящих кадров.

Для проведения работ по снижению коммерческих потерь было привлечено более 1000 работников (при штате фирмы 3512 человек!). За пять лет было проинспектировано около 1 млн счетчиков. Более 300 тыс. абонентов переведено на принудительную выписку счетов. Принято решение прекращать электроснабжение абонента после неоплаты им одного счета. Уволено более 60 работников энергоснабжающей организации, замешанных в мошенничестве. Все эти меры позволили в течение пяти лет снизить потери до 11,7 %.

Уровень жизни населения России в настоящее время не позволяет считать, что отмеченные причины коммерческих потерь у нас отсутствуют. Величину этих потерь в энергосистемах России в целом можно оценить на основе сопоставления динамики изменения отпуска электроэнергии в сеть и отчетных потерь за многолетний период.

В течение 20 лет (1971–1990 гг.) отчетные потери в сетях Минэнерго СССР находились на уровне 9 % от отпуска электроэнергии в сеть, из которых 2,25 % составляли постоянные потери, а 6,75 % – нагрузочные. Можно считать, что доля коммерческих потерь в отчетных потерях была пренебрежимо мала, так как в то время не существовало социальных условий для массовых хищений энергии бытовыми абонентами, а хищения промышленными предприятиями

вообще не имели смысла, поскольку средства на оплату электроэнергии выделялись централизованно.

Потребление энергии в 2007 г. составило около 80 % уровня 1990 г., то есть уменьшилось в 1,25 раза. Абсолютное значение нагрузочных потерь при этом должно снизится в $1{,}25^2 = 1{,}6$ раза. Абсолютное значение постоянных потерь не изменилось. Если учесть повышение напряжения в сетях, вызванное падением нагрузок (в среднем на 5,0 %), то нагрузочные потери снизились еще в 1,1 раза (всего в $1{,}6 \cdot 1{,}1 = 1{,}7$ раза), а постоянные потери возросли в 1,1 раза. В процентном отношении к упавшим в 1,25 раза нагрузкам нагрузочные потери должны уменьшится в $1{,}7 / 1{,}25 = 1{,}4$ раза и стать равными $6{,}75 / 1{,}4 = 4{,}8$ %, а потери холостого хода возрасти до $2{,}25 \cdot 1{,}1 \cdot 1{,}25 = 3{,}1$ %. Суммарные технические потери в этих условиях должны составить $4{,}8 + 3{,}1 = 7{,}9$ %.

Снижение отчетных потерь при падении потребления электроэнергии наблюдалось в первые годы перестройки: например, в 1991 г. отчетные потери упали с 9 до 8,5 %, так как их динамика определялась в основном описанными выше физическими факторами, а объем хищений в эти годы был еще традиционно мал.

В 2007 г. потери составили около 12 % вместо физически объяснимых 7,9 %, то есть оказались выше на 4,1 %. В соответствии с отчетностью 90 % суммарных потерь приходятся на сети региональных и муниципальных сетевых компаний, а 10 % – на сети Федеральной сетевой компании. Таким образом, потери в сетях региональных и муниципальных компаний составляют $12 \cdot 0{,}9 = 10{,}8$ %. Очевидно, что коммерческие потери следует отнести именно к таким сетям, где их доля в структуре составит $(4{,}1 / 10{,}8) \cdot 100 = 38$ %.

Применение описанного метода позволяет оценить уровень коммерческих потерь и в конкретной энергоснабжающей организации. При этом следует учитывать, что он исходит из неизменной структуры сетей и порядка учета потерь. При их изменении (например, при учете потерь в коммунальных сетях в составе потерь региональной сетевой компании) отчетные потери этой компании увеличиваются. Так как в рассматриваемый период в энергетике происходили известные структурные изменения (ликвидация колхозов, при которой большая часть потерь в сельских сетях 6–20 кВ попала в отчетные потери региональной сетевой компании, и изменение порядка учета потерь в ряде коммунальных сетей), доля коммерческих потерь в электрических сетях России в целом окажется несколько ниже приведенных цифр. Их корректировка может быть проведена на основе анализа конкретных условий.

4.3. Допустимые небалансы электроэнергии

4.3.1. Общие положения

Как было отмечено выше, эксплуатируемые в настоящее время ИК работают в ненормативных условиях, в связи с чем их реальные погрешности существенно выше погрешностей, соответствующих классам точности. Термин «допустимый» в этих условиях неоднозначен: в существующих условиях технически допустимо повышенное значение небаланса, а после приведения системы учета электроэнергии к норме – более низкое. Поэтому в качестве допустимых небалансов целесообразно использовать два понятия (см. п. 1.4): технически допустимый небаланс (ТДН), соответствующий реальным условиям работы приборов учета, и нормативный допустимый небаланс (НДН), соответствующий «идеальным» параметрам и режимам работы измерительных устройств.

Систематическую составляющую небаланса электроэнергии в абсолютных единицах определяют по формуле

$$\Delta W_{\text{н.э}} = \sum_{i=1}^{m} \frac{\Delta_i}{100} W_i - \sum_{j=1}^{n} \frac{\Delta_j}{100} W_j + \Delta W_{\text{д.ком}}, \qquad (4.14)$$

где Δ_i и Δ_j – систематические (инструментальные) погрешности ИК, фиксирующих соответственно отпуск W_i и поступление W_j энергии, взятые с обратным знаком (допустимая отрицательная инструментальная погрешность соответствует в формуле (4.14) допустимому небалансу, выражаемому положительным числом), %;

m – число точек учета отпуска энергии;

n – то же, поступления энергии;

$\Delta W_{\text{д.ком}}$ – временно допустимые коммерческие потери.

При расчете небалансов для объектов, не производящих отпуск электроэнергии из сетей 0,4 кВ бытовым абонентам, коммерческие потери не могут иметь допустимого значения. Известно, что хищения электроэнергии могут иметь место и у абонентов – юридических лиц. Однако считать какую-то их часть допустимыми трудно, контроль за такими потребителями целиком лежит на поставщике электроэнергии.

Выражение (4.14) без последнего слагаемого представляет собой систематическую составляющую инструментальной погрешности системы учета электроэнергии на объекте (среднее значение недоучета). Точки учета с одинаковыми значениями Δ_i или Δ_j могут рассматриваться в (4.14) как одна точка с суммарным потреблением энергии.

Расчет небалансов проще и нагляднее делать в абсолютных единицах – нет необходимости вначале определять доли от суммарного отпуска электроэнергии, отпущенной по каждой точке учета, как это принято в нормативном документе [7] , а затем подставлять их в формулу для расчета небаланса в процентах. Отнести впоследствии абсолютные единицы к любой величине для расчета процента не представляет сложности.

Систематическую погрешность метода расчета технических потерь обычно учитывают в виде поправочных коэффициентов непосредственно в формулах расчета потерь (см. гл. 2), поэтому в формуле (4.14) она отсутствует.

Случайную составляющую небалансов в абсолютных единицах определяют по формуле

$$\delta W_{\text{н.э}} = \pm \sqrt{\sum_{i=1}^{n+m} \left(\frac{\delta_i}{100} W \right)^2 + \left(\frac{\delta_{\text{т}}}{100} \Delta W_{\text{т}} \right)^2}, \qquad (4.15)$$

где δ_i – случайная погрешность i-го ИК, %;

$\Delta W_{\text{т}}$ – расчетное значение технических потерь;

$\delta_{\text{т}}$ – случайная погрешность метода расчета технических потерь, %.

Точки учета с одинаковыми значениями δ_i и приблизительно одинаковым потреблением W_i (например, бытовые абоненты или небольшие предприятия, потребление каждого из которых не превышает 1 % суммарного потребления) могут объединяться в группы с указанием суммарного потребления энергии. При этом в знаменатель слагаемого формулы (4.15), относящегося к этой группе, вводится дополнительный сомножитель $\sqrt{k}$, где k – число точек, объединенных в группу.

4.3.2. Нормативные условия работы приборов

Если нормальным условием работы ТТ считать равенство его номинального тока фактическому значению максимального тока присоединения, то есть $\beta_{\text{ТТ макс}} = 1$, то $\beta_{\text{ТТ ср}} = k_{\text{з}}$. По формуле (4.3) с учетом формулы (2.17), получим $\beta_{\text{ТТ экв}} = (1 + 2k_{\text{з}})/3$. Однако дискретность шкалы номинальных токов ТТ не позволяет так точно подобрать этот коэффициент. Поэтому нормативные значение $\Delta_{\text{ТТ}}$ и $\delta_{\text{ТТ}}$ определяют при эквивалентном коэффициенте токовой загрузки ТТ

$$\beta_{\text{ТТ экв.нор}} = \beta_{\text{шк}} \frac{1 + 2k_{\text{з}}}{3}, \qquad (4.16)$$

где $\beta_{\text{шк}}$ – коэффициент, учитывающий дискретность шкалы номинальных токов ТТ (его типовое значение равно 0,8).

Нормативное значение коэффициента загрузки вторичной цепи ТН соответствует $\beta_{2ТН} = 1$, а потерь напряжения в ней – половине класса точности ТН. Значение срока службы электросчетчиков, используемое при расчете нормативной погрешности системы учета, зависит от количества приборов в группе. Поясним это положение. Если проводится расчет погрешности по большому объекту, небольших потребителей обычно объединяют в одну группу, указывая общее количество точек учета и суммарную потребляемую энергию. Число бытовых абонентов может исчисляться десятками, а иногда и сотнями тысяч. Принятие для такой группы в качестве срока службы после последней поверки нормированного межповерочного интервала, равного 16 годам, означает, что предприятие, обеспечивающее поверку и замену счетчиков, один раз в 16 лет поверяет весь этот объем счетчиков, а 15 лет стоит без работы. На самом деле предприятие должно ежегодно поверять в среднем 1/16 часть общего числа счетчиков, осуществляя за 16 лет полный цикл. Поэтому нормальное значение среднего срока службы после последней поверки для большой группы счетчиков соответствует половине нормированного межповерочного интервала.

В то же время для конкретного счетчика на предприятии, учитываемого отдельным слагаемым в формулах (4.14) и (4.15), нормальной считается ситуация, при которой его срок службы после последней поверки не превысил нормированного межповерочного интервала. Между этими двумя крайними случаями располагается целый ряд промежуточных вариантов (число объединенных в группу точек учета не сотни, но и не одна), в которых нормальное значение срока службы счетчика после последней поверки расположено в диапазоне от половины нормированного межповерочного интервала до его полного значения. Для оценки нормального значения этого срока можно использовать следующие рекомендации.

При числе счетчиков до пяти нормальной считается ситуация, когда их срок службы после последней поверки не превышает нормированного межповерочного интервала $T_{мп}$, при числе счетчиков более пятидесяти – половины нормированного межповерочного интервала (приведенные цифры носят экспертный характер и могут уточняться). Если число счетчиков находится внутри данного диапазона, нормальным можно считать срок службы группы счетчиков, определяемый линейной зависимостью между $T_{мп}$ и $0{,}5T_{мп}$:

$$T_{сл\,норм} = T_{мп}\left(1 - \frac{n_{сч} - 5}{90}\right), \qquad (4.17)$$

где $n_{сч}$ – число счетчиков в группе.

4.3.3. Расчет суммарного небаланса электроэнергии в группе объектов

В практических расчетах допустимых потерь, обусловленных погрешностями учета, или допустимых небалансов электроэнергии на объектах возникают вопросы определения суммарного небаланса по объединенному объекту (сетевой организации в целом) на основе предварительно рассчитанных небалансов по частям объекта (ПЭС). Иногда возникает обратная задача – распределения рассчитанного суммарного небаланса по ПЭС.

Как уже было сказано, погрешности системы учета характеризуются средним значением и размахом отклонений от среднего значения. Среднее значение суммы независимых слагаемых равно сумме средних значений, а размах отклонений суммарной величины от ее среднего значения – корню квадратному из суммы квадратов размахов отклонений слагаемых. Если, например, погрешности системы учета на каждом объекте в абсолютных единицах имеют одинаковые средние значения, равные, например, 100 тыс. кВт·ч, и размахи отклонений, равные 20 тыс. кВт·ч, то суммарная систематическая погрешность учета на двух объектах будет равна сумме систематических погрешностей, то есть 200 тыс. кВт·ч, а размах отклонений суммарной величины – $\pm\sqrt{\left(20^2 + 20^2\right)} = \pm 28$ тыс. кВт·ч, а не 40 тыс. кВт·ч.

Приведенный пример относится к объектам, электрически не связанным друг с другом. При этом слагаемые независимы. В действительности между ПЭС существуют линии связи, на которых установлены приборы учета. Для одного ПЭС они фиксируют отпуск электроэнергии с объекта, для другого – поступление на объект. Такие приборы участвуют своими характеристиками в определении допустимых погрешностей учета на каждом объекте. Для объединенного объекта точки учета на линиях связи являются внутренними точками учета, не формирующими ни отпуск, ни поступление энергии на объединенный объект, и потому должны быть исключены из расчета. Если массивы исходных данных о точках учета двух ПЭС соединены в один массив формально (без исключения из суммарного массива внутренних связей), то систематическая погрешность учета для объединенного объекта будет определена правильно, так как погрешность учета по каждой связи попадет в суммарный массив дважды: из одного ПЭС со знаком плюс (недоучет отпуска), а из другого ПЭС – со знаком минус (недоучет поступления); эти погрешности скомпенсируют друг друга. Что касается размаха отклонений, то его значение будет несколько завышено (в сумму квадратов попадут два ненужных слагаемых). Поэтому

систематическую погрешность объединенного объекта можно определить как сумму систематических погрешностей, рассчитанных для каждого ПЭС в отдельности. Правильно же распределить между ПЭС систематическую погрешность нельзя, так как из расчета выпадают точки учета на связях ПЭС. Необходим индивидуальный расчет для каждого ПЭС с включением характеристик приборов учета на внутренних связях объединенного объекта, являющихся для каждого ПЭС внешними связями. Общее правило: зная систематические погрешности для каждого ПЭС, правильно определить погрешность для объединенного объекта можно, а зная суммарную погрешность для объединенного объекта, правильно распределить ее нельзя.

Численные примеры расчета недоучета электроэнергии для отдельных объектов и их объединения приведены в п. 4.3.5.

4.3.4. Распределение суммарного недоучета по напряжениям сетей, входящих в объект

Существующая процедура установления тарифов предусматривает их дифференциацию по четырем группам номинальных напряжений. Это обусловливает необходимость определения всех составляющих потерь по сетям каждого напряжения отдельно. Для технических потерь и расхода на СН подстанций это не вызывает проблем, так как в конкретный расчет включаются элементы сети нужных номинальных напряжений, суммарные потери всегда определяют как сумму отдельно рассчитанных составляющих и задачи распределения между напряжениями каких-то суммарных потерь не существует. Следует лишь помнить, что расход на СН подстанции должен включаться в потери сети высокого напряжения подстанции. К этой же сети относится и полезный отпуск электроэнергии потребителям с шин любого напряжения подстанции, так как он обуславливает потери только в сети высокого напряжения. Недоучет же электроэнергии определяют для всего объекта в целом на основе данных о точках ***коммерческого*** отпуска электроэнергии, которые расположены в сетях всех напряжений.

Недоучет электроэнергии может быть определен только для замкнутого объекта, то есть для объекта, в котором все поступление и отпуск электроэнергии фиксируются в точках учета. Все эти точки находятся на связях с внешними объектами (внешние точки учета). На практике далеко не вся электроэнергия, поступающая в сеть определенного напряжения, отпускается из нее непосредственно потребителям. Большая ее часть передается в свои же сети более низких напряжений, и если даже на их границах есть приборы учета,

они не должны включаться в расчет недоучета электроэнергии по организации в целом, так как являются внутренними точками учета. Все их погрешности никак не влияют на общий недоучет, определяемый только внешними точками учета. В сети 110 кВ могут присутствовать только точки коммерческого учета поступления электроэнергии (потребители на этом напряжении могут отсутствовать), а в сетях 0,4 кВ – только точки коммерческого учета отпуска электроэнергии. В результате система коммерческого учета на любом напряжении практически всегда оказывается разомкнутой: не вся поступающая и отпускаемая энергия проходит через точки коммерческого учета.

Основная электроэнергия поступает на объект, как правило, через сети высокого напряжения, например, 110 кВ. Полезный отпуск непосредственно из этой сети мал, основная часть электроэнергии передается в сети более низких напряжений и уже из них отпускается потребителям. Представим себе, что в сеть 110 кВ поступает 100 единиц электроэнергии, отпускается потребителям непосредственно из этой сети 20 единиц, а остальная энергия (за вычетом технических потерь и расхода на СН подстанций, составляющих, например, 5 единиц) отпускается в сети более низких напряжений. В расчете суммарного недоучета по сетям всех напряжений могут присутствовать только точки учета ста единиц поступления и двадцати единиц отпуска электроэнергии из этой сети. Если недоучет на поступлении (для организации в целом это переучет) составит 0,5 %, а недоучет на отпуске – 1 %, то в абсолютных единицах это составит 0,5 единиц на поступлении и 0,2 единицы на отпуске. Суммарный недоучет по коммерческим точкам учета в сети 110 кВ составит 0,2 – 0,5 = –0,3 единицы, то есть он является переучетом. При этом 75 единиц электроэнергии, отпускаемой в сети более низких напряжений, не приводят к какому-либо недоучету для организации в целом, так как отпускаются в свои сети. Недоучет такой энергии образуется впоследствии в тех точках учета, которые будут фиксировать непосредственный отпуск потребителям.

Если рассчитан суммарный недоучет по объекту, например, 130 млн кВт·ч, и при этом точки коммерческого учета в сети 110 кВ показали в сумме переучет 20 млн кВт·ч, а в сетях более низких напряжений – недоучет 150 млн кВт·ч, то теоретически правильно в балансе потерь в сети 110 кВ указать метрологические потери минус 20 млн кВт·ч, а в сетях более низких напряжений – 150 млн кВт·ч. Это правильно, но вы потеряете много сил, объясняя неспециалистам суть этого минуса.

Из изложенного выше ясно, что теоретически правильных способов распределения по составляющим (как по подразделениям, так

и по напряжениям) недоучета, рассчитанного для объекта в целом, не существует. Для систематической погрешности это объясняется отпуском части электроэнергии из рассматриваемой части сети (отдельного подразделения или отдельного напряжения) не через коммерческие точки учета (в другие свои сети), а для случайной погрешности дополнительно и принципиальной невозможностью распределения *квадратичной* величины по *арифметическому* принципу.

Нельзя, но надо. Приходится выкручиваться. Например, можно разнести суммарный недоучет 130 млн кВт·ч по напряжениям пропорционально величинам, определенным тем или иным способом – в этом случае везде будут положительные значения недоучета. Вопрос в том, пропорционально каким величинам производить такое распределение.

Можно разнести суммарный недоучет пропорционально *поступлению* электроэнергии в сеть каждого напряжения. Например, общее поступление электроэнергии в сети объекта осуществляется на напряжении 110 кВ и составляет 1000 млн кВт·ч, из которых 200 млн кВт·ч отпускается из этой сети непосредственно потребителям, 50 млн кВт·ч составляют технические потери, а остальные 750 млн кВт·ч отпускаются в сети более низких напряжений (150 млн кВт·ч в сети 35 кВ и 600 млн кВт·ч в сети 10 кВ). Из сети 35 кВ, в свою очередь, 50 млн кВт·ч отпускается непосредственно потребителям, 3 млн кВт·ч составляют технические потери, а 97 млн кВт·ч идет в сети 10 кВ (итого поступление электроэнергии в сети 10 кВ составляет 600 + 97 = 697 млн кВт·ч). И, наконец, при технических потерях в сетях 10 кВ, равных 37 млн кВт·ч, и отпуске из этой сети непосредственно потребителям 240 млн кВт·ч, отпуск в сети 0,4 кВ составит 697 – 37 – 240 = 420 млн кВт·ч. При технических потерях в этих сетях 60 млн кВт·ч отпуск потребителям составит 360 млн кВт·ч.

Разнесение суммарного недоучета, равного 130 млн кВт·ч, пропорционально поступлению электроэнергии в сеть каждого напряжения означает, что сначала определяют сумму поступлений во все сети: 1000 + 150 + 697 + 420 = 2267 млн кВт·ч (которая никакого отношения к реальному поступлению в сеть в целом не имеет), а затем определяют долю недоучета, относимого на сеть 110 кВ: 130 · 1000/2267 = 57,3 млн кВт·ч, на сеть 35 кВ – 130 · 150/2267 = 8,6 млн кВт·ч, на сеть 10 кВ – 130 · 697/2267 = 40 млн кВт·ч и на сеть 0,4 кВ – 130 · 420/2267 = 24,1 млн кВт·ч. Все недоучеты получились положительными, их сумма составляет нужные 130 млн. кВт·ч, цель достигнута. Хотя логики в этом мало. В этом случае наибольшую относительную добавку метрологических потерь (% на кВт·ч) получит тариф на напряжении 110 кВ, что как раз неправильно.

Основной недоучет в наибольшей степени приходится на сети, из которых, во-первых, наибольшее количество электроэнергии отпускается потребителям, а во-вторых, системы учета которых имеют худшие характеристики. Можно осуществить распределение пропорционально *полезному отпуску* электроэнергии потребителям из сети каждого напряжения. В данном примере сумма отпусков составляет 200 + 50 + 240 + 360 = 850 млн кВт·ч. Это реальная величина, так как из 1000 млн кВт·ч, поступающих на объект, 50 + 3 + 37 + + 60 = 150 млн кВт·ч составляют технические потери в сетях.

Доля недоучета, относимого на сеть 110 кВ, в этом случае составляет 130 · 200/850 = 30,6 млн кВт·ч, на сеть 35 кВ – 130 · 50/850 = = 7,6 млн кВт·ч, на сеть 10 кВ – 130 · 240/850 = 36,7 млн кВт·ч и на сеть 0,4 кВ – 130 · 360/850 = 55,1 млн кВт·ч. Суммарный недоучет равен 130 млн. кВт·ч. Цель опять достигнута. Чуть больше логики, так как распределение недоучета сместилось в сети с бóльшим отпуском электроэнергии потребителям.

Однако в этом случае каждый кВт·ч, независимо от напряжения, получит в тарифе одинаковую относительную добавку метрологических потерь (% на кВт·ч), что было бы правильным при одинаковых точностях коммерческих систем учета на всех напряжениях. Так как в сетях низкого напряжения параметры систем учета существенно ниже, чем в сетях более высоких напряжений, то наибольший относительный недоучет приходится на сети 0,4 кВ и энергия, отпускаемая из этих сетей, должна получить наибольшую добавку метрологических потерь на отпущенный кВт·ч.

Суммарная случайная погрешность всех точек учета увеличивается при снижении классов точности приборов и снижается при увеличении их числа (а их число максимально именно в сетях низких напряжений). Поэтому при понимании недоучета как воздействия только случайных погрешностей, можно утверждать, что в сетях 0,4 кВ погрешности учета пренебрежимо малы (см. п. 4.1.1 и табл. 4.4 и 4.5). С этим трудно согласиться. Специалистам, которые настаивают на учете только случайных погрешностей, ничего не остается – они обязаны утверждать, что в сетях 0,4 кВ погрешностей учета практически не существует.

Возвращаясь к распределению суммарного недоучета электроэнергии между сетями различных напряжений, можно сказать, что раз этого принципиально нельзя сделать теоретически верно, но надо сделать, причем так, чтобы все составляющие были положительными и равны в сумме рассчитанной для объекта в целом величине, то наиболее логичной из всех теоретически неверных процедур является их распределение пропорционально систематическим погрешностям учета. Такой подход принят в программе РАПУ-ст – единственной программе, рассчитывающей систематические погрешности.

4.3.5. Примеры расчета погрешностей учета и небалансов электроэнергии

Проиллюстрируем порядок расчета погрешностей учета и небалансов электроэнергии на примере двух ПЭС, поступление и отпуск электроэнергии в которых в апреле расчетного года (Д = 30) приведены на рис. 4.3.

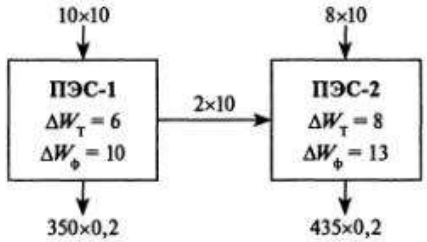


Рис. 4.3. Структура поступления и отпуска электроэнергии в двух ПЭС

Поступление электроэнергии в каждое ПЭС фиксируется на напряжении 110 кВ в 10 точках учета. Поступление электроэнергии через каждую точку учета – 10 млн кВт·ч. При этом ПЭС-2 получает 8 млн кВт·ч от внешних поставщиков, а 2 млн кВт·ч – из ПЭС-1. Все точки учета имеют одинаковые (для простоты) характеристики: классы точности ТТ, ТН и счетчиков $K_{ТТ} = K_{ТН} = K_{сч} = 0{,}5$. Номинальные параметры ТТ: $U_{ном} = 110$ кВ, $I_{ном} = 150$ А. Счетчики электронные. Характеристики графиков нагрузки присоединений: $k_з = 0{,}7$; $k_ф^2 = 1{,}14$.

Отпуск электроэнергии собственным потребителям производится на напряжении 10 кВ и фиксируется в 350 точках учета в ПЭС-1 и в 435 точках учета в ПЭС-2 с одинаковым отпуском по 200 тыс. кВт·ч. Каждая точка учета имеет следующие характеристики: классы точности ТТ, ТН и счетчиков $K_{ТТ} = K_{ТН} = K_{сч} = 1{,}0$. Номинальные параметры ТТ: $U_{ном} = 10$ кВ, $I_{ном} = 100$ А. Счетчики индукционные, трехфазные, средний срок службы после последней поверки $T = 4$ года. Характеристики графиков нагрузки присоединений: $k_з = 0{,}4$; $k_ф^2 = 1{,}5$.

Коэффициенты реактивной мощности примем одинаковыми по всем точкам учета: $\operatorname{tg}\varphi = 0{,}6$. В связи с тем, что отпуск электроэнергии из сетей 0,4 кВ не производится, временно допустимые коммерческие потери $\Delta W_{д.ком} = 0$.

Фактические потери электроэнергии в сети составляют 10 млн кВт·ч в ПЭС-1 (10 %) и 13 млн кВт·ч в ПЭС-2 (13 %). Расчетные технические потери равны, соответственно, 6 и 8 млн кВт·ч. Фактические небалансы электроэнергии в этих условиях составляют: 10 – 6 = = 4 млн кВт·ч в ПЭС-1 и 13 – 8 = 5 млн кВт·ч в ПЭС-2; для объединения ПЭС – 9 млн кВт·ч.

Расчеты технических потерь, произведенные по программам «РАП-стандарт», показали, что погрешность расчетного значения потерь составила 7,5 % в ПЭС-1 и 6,5 % в ПЭС-2. Применительно к расчету допустимых небалансов это эквивалентно фиксации отпуска электроэнергии на технические потери 6 млн кВт·ч в ПЭС-1 счетчиком класса точности 7,5 и 8 млн кВт·ч в ПЭС-2 счетчиком класса точности 6,5.

При имеющихся исходных данных необходимо определить погрешности учета и небалансы электроэнергии на рассматриваемых объектах.

По формулам (4.3) – (4.5) определяем коэффициенты токовой загрузки ТТ, которые составляют:

в точках учета 110 кВ $\quad \beta_{ТТ\,ср} = 0{,}57$; $\beta_{ТТ\,экв} = 0{,}65$; $\beta_{ТТ\,макс} = 0{,}81$;

в точках учета 10 кВ $\quad \beta_{ТТ\,ср} = 0{,}19$; $\beta_{ТТ\,экв} = 0{,}28$; $\beta_{ТТ\,макс} = 0{,}47$.

Определяем систематические погрешности ТТ по формуле (4.11):

для точек учета 110 кВ $\quad \Delta_{ТТ} = 0{,}625\,(0{,}65 - 1)\,0{,}5 = -0{,}11$ %;

для точек учета 10 кВ $\quad \Delta_{ТТ} = 0{,}625\,(0{,}28 - 1)\,1{,}0 = -0{,}45$ %.

Систематические погрешности ТН принимаем равными половине класса точности ТН, то есть –0,25 % и –0,5 % соответственно.

В точках учета 110 кВ установлены электронные счетчики, систематическая погрешность которых принимается равной нулю. Систематические погрешности счетчиков в точках учета 10 кВ определяем по формуле (4.13):

$$\Delta_{сч} = -0{,}2 \cdot 4 \cdot 1{,}0 = -0{,}8\ \%.$$

Суммарные систематические погрешности составляют, %:

для точек учета 110 кВ $\quad \Delta_Σ = -0{,}11 - 0{,}25 = -0{,}36$ %;

для точек учета 10 кВ $\quad \Delta_Σ = -0{,}45 - 0{,}5 - 0{,}8 = -1{,}75$ %.

Перед определением допустимых небалансов в ПЭС-1, ПЭС-2 и в объединении ПЭС отметим, что поступление электроэнергии в каждый ПЭС фиксируется в 10 точках учета, а в объединении ПЭС – только в 18, так как две точки учета для объединения ПЭС являются внутренними. Отпуск электроэнергии из ПЭС-1 кроме отпуска собственным потребителям осуществляется по двум точках учета 110 кВ в ПЭС-2, а в объединении ПЭС – только собственным потребителям.

По формуле (4.14) определяем систематические составляющие допустимых небалансов электроэнергии в ПЭС-1, ПЭС-2 и в объединении ПЭС, млн кВт·ч:

$$\Delta W_{нб(1)} = -\frac{0,36}{100}10\cdot 10 + \frac{1,75}{100}0,2\cdot 350 + \frac{0,36}{100}10\cdot 2 = 0,94;$$

$$\Delta W_{нб(2)} = -\frac{0,36}{100}10\cdot 10 + \frac{1,75}{100}0,2\cdot 435 = 1,16;$$

$$\Delta W_{нб(1+2)} = -\frac{0,36}{100}10\cdot 18 + \frac{1,75}{100}0,2\cdot 785 = 2,1.$$

Как следует из полученных результатов, сумма небалансов электроэнергии в ПЭС равна небалансу электроэнергии в объединении ПЭС.

Суммарные случайные погрешности ИК определяем по формуле (4.1) при учете случайных погрешностей ТТ, ТН и счетчика:

для точек учета 110 кВ $\delta = \pm 1,1\sqrt{0,5^2 + 0,5^2 + 0,5^2} = \pm 0,95$ %;

для точек учета 10 кВ $\delta = \pm 1,1\sqrt{1^2 + 1^2 + 1^2} = \pm 1,9$ %.

Определим по формуле (4.15) случайные составляющие допустимых небалансов электроэнергии в ПЭС-1, ПЭС-2 и в объединении ПЭС без учета погрешностей расчета технических потерь (что неверно, но позволяет оценить вклад этой погрешности в правильный расчет), млн кВт·ч:

$$\delta W_{нб(1)} = \pm\sqrt{\left(\frac{0,95}{100}10\right)^2\cdot 10 + \left(\frac{1,9}{100}0,2\right)^2\cdot 350 + \left(\frac{0,95}{100}10\right)^2\cdot 2} = \pm 0,34;$$

$$\delta W_{нб(2)} = \pm\sqrt{\left(\frac{0,95}{100}10\right)^2\cdot 10 + \left(\frac{1,9}{100}0,2\right)^2\cdot 435} = \pm 0,31;$$

$$\delta W_{нб(1+2)} = \pm\sqrt{\left(\frac{0,95}{100}10\right)^2\cdot 18 + \left(\frac{1,9}{100}0,2\right)^2\cdot 785} = \pm 0,42.$$

Погрешности расчета технических потерь составляют 7,5 % в ПЭС-1 и 6,5 % в ПЭС-2, а в объединении ПЭС определяются по формуле

$$\delta_{Т(1+2)} = \sqrt{(7,5\cdot 6)^2 + (6,5\cdot 8)^2}\,/\,(6+8) = 4,9\ \%.$$

С учетом погрешностей расчета технических потерь случайные составляющие допустимых небалансов электроэнергии составят, млн кВт·ч:

$$\delta W_{нб(1)} = \pm\sqrt{0,34^2 + \left(\frac{7,5}{100}6\right)^2} = \pm 0,56;$$

$$\delta W_{нб(2)} = \pm\sqrt{0,31^2 + \left(\frac{6,5}{100}8\right)^2} = \pm 0,61;$$

$$\delta W_{нб(1+2)} = \pm\sqrt{0,42^2 + \left(\frac{4,9}{100}14\right)^2} = \pm 0,8.$$

Нижнюю границу диапазона допустимого небаланса электроэнергии определяют, вычитая из систематической составляющей случайную, а верхнюю границу – прибавляя случайную составляющую к систематической. Результаты расчета границ диапазонов приведены в табл. 4.6. Разность фактических и допустимых небалансов представляет собой оценку диапазона возможных коммерческих потерь. Минимальные коммерческие потери определяют, вычитая из фактического небаланса максимальное значение допустимого небаланса, и наоборот.

Таблица 4.6

Диапазоны допустимых небалансов и коммерческих потерь электроэнергии

Параметр	Диапазоны значений, млн кВт·ч	
	мин	макс
ПЭС-1		
Допустимый небаланс	0,94 – 0,56 = 0,38	0,94 + 0,56 = 1,5
То же, при неучете погрешностей расчета технических потерь	0,94 – 0,34 = 0,6	0,94 + 0,34 = 1,28
Коммерческие потери	4 – 1,5 = 2,5	4 – 0,38 = 3,62
ПЭС-2		
Допустимый небаланс	1,16 – 0,61 = 0,55	1,16 + 0,61 = 1,77
То же, при неучете погрешностей расчета технических потерь	1,16 – 0,31 = 0,85	1,16 + 0,31 = 1,47
Коммерческие потери	5 – 1,77 = 3,23	5 – 0,55 = 4,35
Объединение ПЭС		
Допустимый небаланс	2,1 – 0,8 = 1,3	2,1 + 0,8 = 2,9
То же, при неучете погрешностей расчета технических потерь	2,1 – 0,42 = 1,68	2,1 + 0,42 = 2,52
Коммерческие потери	9 – 2,9 = 6,1	9 – 1,3 = 7,7

Глава 5. АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ОЦЕНКА ПРАВИЛЬНОСТИ РАСЧЕТОВ

5.1. Цели и методы

5.1.1. Анализ потерь электроэнергии

Цели анализа потерь электроэнергии:

выявление зон и конкретных элементов с повышенными техническими потерями в сетях всех напряжений;

выявление фидеров 6–20 кВ и линий 0,4 кВ с повышенными коммерческими потерями;

оценка влияния на технологические потери основных параметров поступления и отпуска электроэнергии из сети на основе сопоставительных расчетов потерь при различных значениях параметров или по нормативной характеристике потерь;

определение количественных заданий по снижению потерь для различных служб и подразделений сетевой организации.

Основными методами анализа потерь электроэнергии являются:

оценка режимов работы сетей (уровней напряжения, потоков активной и реактивной мощности) и оборудования (плотности тока в проводах линий, загрузки трансформаторов, соответствия их установленной мощности пропускной способности линий) на основе результатов схемно-технических расчетов;

анализ небалансов электроэнергии на подстанциях и в сетях;

интервальный анализ структуры потерь электроэнергии, основанный на представлении каждой составляющей потерь в виде интервала неопределенности ее значений. Основой такого анализа являются известные погрешности методов расчета потерь, определяемые на основе теории вероятностей.

Анализ потерь электроэнергии должен осуществляться ежемесячно, так как схемы сетей и режимы их работы периодически изменяются. Большое значение имеет и организация работ по снижению потерь, рекомендации по совершенствованию которой являются одной из целей энергоаудита. Процедура его проведения подробно описана в [20].

5.1.2. Проверка правильности расчетов потерь

Расчеты потерь, представляемые в федеральный или региональный орган по регулированию тарифов, проверяются экспертной организацией. Вместе с тем у сотрудников органа по регулированию тарифов по тем или иным причинам могут возникнуть сомнения в объективности экспертизы. Сотрудники этих органов не могут (и не должны) в полной мере обладать знаниями о методологии проведения таких расчетов и особенностях режимов работы электрических сетей, которыми обладают сотрудники сетевых и экспертных организаций. Провести оценку потерь можно с помощью изложенного в п. 5.3 экспресс-анализа потерь, использующего обобщенные параметры сетей (суммарные длины линий и мощности трансформаторов различных напряжений, отпуск электроэнергии в сети различного напряжения) и значения удельных потерь (в кВт·ч на 1 км линии или на 1 МВ·А установленной мощности трансформаторов).

Такая оценка не является эталоном правильности расчета. С ее помощью можно выявить лишь существенные ошибки или сознательные искажения или сказать, что результаты расчета не выходят за пределы физически возможных значений. Значения удельных потерь могут использоваться и для временного установления нормативов потерь малым сетевым организациям и промышленным предприятиям, осуществляющим транзит электроэнергии через свои сети и не организовавшим пока точных расчетов потерь.

Проверка правильности расчета экспертной организацией должна осуществляться на основе *полного воспроизведения расчета* с использованием базы данных, представляемой объектом нормирования в электронном виде в форматах применяемых компьютерных программ. Очевидно, что полное воспроизводство расчета наиболее легко может быть проведено экспертной организацией, имеющей в своем арсенале аналогичную программу. В этом случае ввод всех данных о параметрах и нагрузках рассматриваемых сетей в компьютер экспертной организации не требует значительных затрат времени. Использование экспертной организацией другой программы с целью создания иллюзорного представления о большей объективности проверки приводит на самом деле к уменьшению этой объективности, так как трудности перевода информации в другой формат заставляют идти на выборочные расчеты вместо их полного воспроизведения. Преимущества полного воспроизведения расчетов состоят не столько в том, что потери определяются во всех сетях, а не оцениваются на основе их выборки, сколько в том, что такой расчет обеспечивает проверку достоверности исходной информации:

введенные в расчет суммарные параметры сетей и суммарный отпуск электроэнергии по ступеням напряжения легко сопоставить с официальными отчетными данными проверяемой сетевой организации.

Численные значения результатов расчета определяются двумя основными факторами: соответствием алгоритма используемой программы формулам утвержденной методики и достоверностью использованных расчетчиком исходных данных о схемах и нагрузках сети. Соответствие алгоритма расчета обычно подтверждается сертификатом на программу, оформленным в порядке добровольной сертификации, или другим подобным документом (см. п. 5.7.3). Вместе с тем наивно думать, что разработчики программ не справились с простыми электротехническими законами и вместо формулы 3 I^2R заложили в программу формулу 4 I^2R. В настоящее время известны несколько программ расчета потерь электроэнергии в сетях, из которых наиболее широкое распространение имеют программы РАП-стандарт и РТП-3. Для объективной и сравнительно нетрудоемкой проверки расчетов экспертным организациям целесообразно иметь обе программы.

При оценке результатов расчета некоторые специалисты начинают сомневаться в правильности методологии расчета, хотя, как говорилось выше, эта методология основана на законах Ома и Кирхгоффа, и совершить принципиальную ошибку в их применении трудно.

Основной акцент в расчетах потерь электроэнергии должен делаться на проверке достоверности исходных данных о схемах и нагрузках сетей. Очевидно, что если сам расчет может быть проведен только с помощью компьютерной программы, то и контроль использованных исходных данных также должен проводиться программным способом. Несмотря на кажущуюся сложность такого контроля, его проведение значительно облегчается, если в программы включены алгоритмы, осуществляющие автоматический контроль и препятствующие использованию в расчете явно недостоверных данных.

Расчеты потерь, проведенные для ряда сетевых организаций, показали, что достоверность расчета практически гарантируется при следующих условиях:

суммарные параметры сети (суммарная длина и число линий конкретного напряжения, число и суммарная мощность различных типов оборудования, суммарный отпуск электроэнергии в сети различного напряжения) должны соответствовать отчетным данным об оборудовании, находящемся на балансовой принадлежности объекта;

нагрузки элементов сети, по которым распределяется суммарный отпуск электроэнергии, не должны выходить за физически допустимые пределы. Перераспределение суммарной нагрузки сети между ее элементами с целью завышения расчетных потерь не позволяет существенно увеличить потери, если нагрузка каждого элемента остается в рамках физически допустимых пределов.

Для облегчения контроля используемая программа должна выдавать в выходные формы суммарные параметры сети, информацию об элементах сети, нагрузки которых вышли за физически допустимые пределы, и не позволять провести расчет до тех пор, пока исходные данные таких элементов не будут откорректированы. Такие алгоритмы предусмотрены, в частности, в сертифицированном программном комплексе РАП-стандарт. Кроме учета указанных факторов программы комплекса выводят информацию об элементах, данные о нагрузках которых сомнительны (то есть физически возможны, но слишком малы или слишком велики) и требуются дополнительные обоснования их соответствия действительности. Проведение расчета с такими данными возможно лишь при введении расчетчиком соответствующего кода рядом с конкретной информацией, которую программа посчитала сомнительной. Код выводится в выходные формы и при проверке расчетов сторонней организацией позволяет обратить внимание на «силовое» введение в расчет сомнительного значения. Известно, например, что суммарная длина участков ВЛ 0,4 кВ обычно не превышает 1 км (среднее значение порядка 0,7 км). Если в перечень сомнительных данных программа вывела значительное число линий с длинами 2 км или более, то явно требуются подтверждения реальности таких данных, хотя отдельные линии такой длины могут существовать. Аналогичная ситуация возникает, если заданная энергия, отпускаемая в линию, приводит к плотности тока на головном участке в несколько ампер на квадратный миллиметр. Последнее часто происходит, когда не учитывается наличие ЭП, потребляющих электроэнергию непосредственно с шин 0,4 кВ ТП или на незначительном расстоянии от него («беспотерьное» потребление), и вся электроэнергия считается проходящей по линии 0,4 кВ (см. п. 2.1.11).

Для предотвращения расчета потерь в линиях 0,4 кВ с явно ошибочными данными по отпуску электроэнергии, в программу РАП-10-ст включены алгоритмы, названные «экономическим» и «техническим» фильтрами. Экономический фильтр принимает в расчет потерь только ту часть электроэнергии, которая соответствует плотности тока на головном участке линии не более 2 А/мм². В ряде случаев головные участки отдельных линий могут быть перегружены, но ток в линии не может превышать тока, допустимого по нагреву.

При отключении экономического фильтра включается технический фильтр, который ограничивает плотность тока допустимым по нагреву значением 5 А/мм².

Для экспресс-оценки отсутствия существенных ошибок в расчете целесообразно использовать удельные потери мощности и электроэнергии, полученные для средних условий. При сильном отличии результата расчета потерь от их оценки на основе удельных значений потерь есть основания для более детальной проверки. Экспресс-оценка, проведенная для разных частей расчета или разных объектов, дает направления поиска ошибок. Если, например, одно из сетевых предприятий, расположенных в том же регионе, существенно отличается от других по уровню расчетных потерь, следует проанализировать принятые в расчете исходные данные. Все сети строились на основе одних и тех же проектных норм. Резкое отличие потерь требует объяснений. Порядок экспресс-оценки изложен в п. 5.3.

5.2. Удельные потери мощности и электроэнергии

5.2.1. Сети 6–220 кВ

Удельное сопротивление алюминиевого провода r_0, Ом/км, связано с его сечением F, мм², соотношением: $r_0 = (28{,}5 - 30{,}5) / F$. Для дальнейших выводов примем $r_0 = 29 / F$. Удельные потери мощности в трех фазах линии в максимум нагрузки, кВт/км, определяются по формуле

$$p_{\text{д}} = \frac{3 \cdot 29 F^2 j_{\text{макс}}^2}{F} 10^{-3} = 0{,}087 F j_{\text{макс}}^2, \qquad (5.1)$$

где $j_{\text{макс}}$ – плотность тока в проводах в максимум нагрузки, А/ мм².

Удельные потери электроэнергии, тыс. кВт·ч/км в год, определяют, умножая (5.1) на число часов максимальных потерь (2.16):

$$w_{\text{д}} = 29 F j_{\text{макс}}^2 \left(k_{\text{з}} + 2k_{\text{з}}^2\right) \cdot 8760 \cdot 10^{-6} = 0{,}25 F j_{\text{макс}}^2 \left(k_{\text{з}} + 2k_{\text{з}}^2\right). \qquad (5.2)$$

Для определения суммарных потерь во всех линиях сетевой организации удельные потери умножают на суммарную длину линий. Однако в связи с особенностями схем сетей многие участки линий работают с меньшей плотностью тока, чем головные участки. Поэтому в формулу (5.2) необходимо ввести понижающий коэффициент $k_{\text{с}}$, значения которого определим на основе следующих оценок.

Линии 220 кВ работают, как правило, в кольцевых схемах. Наиболее частым сечением проводов линий 220 кВ является 300 мм². Мощность, протекающая по каждой из таких линий, определяется параметрами режима сети. Комплекс этих линий не имеет головного

участка, по которому протекает мощность всех линий 220 кВ в сумме. Поэтому для линий этого напряжения можно принять $k_{\text{с}} = 1$.

Линии 110 кВ работают как в кольцевой сети, так и частично в радиальных сетях. Среднее сечение проводов линий в кольцевой сети и на головных участках радиальных линий составляет 150 мм². По мере удаления от головного участка сечение провода снижается, так как по нему передается меньшая мощность, чем на головном участке. Анализ реальных схем показал, что расчетное эквивалентное сечение проводов радиальных линий 110 кВ составляет 105 мм², что соответствует $k_{\text{с}} = 0{,}7$.

Линии 35 и 6–10 кВ работают, как правило, в радиальных схемах. Обычное сечение головных участков линий 35 кВ составляет 95 мм², линий 6–20 кВ – 70 мм². Последовательные участки этих линий часто выполнены проводом одного сечения, несмотря на уменьшающуюся нагрузку (особенно на линиях 6–20 кВ). Это обусловлено строительными условиями: обычно завозят барабан провода одного сечения, который «раскатывают» до конца. Наличие на трассе ВЛ барабанов с проводами разных сечений, особенно в сельской местности, где транспортировка затруднена, – крайне редкая ситуация (в течение работы автора на строительстве линий 10 кВ в сельской местности она не встречалась). Кроме того, существуют условия механической прочности проводов, в силу которых на линиях с малой нагрузкой приходится прокладывать провод большего сечения, чем соответствующий экономической плотности тока.

В результате большое количество участков воздушных линий 35 кВ и особенно 6–20 кВ работают с пониженной плотностью тока. Значение понижающего коэффициента $k_{\text{с}}$, учитывающего снижение плотности тока по мере удаления участка линии от головного, может быть принято равным 0,7 для линий 35 кВ и 0,5 – для линий 6–20 кВ, а расчетные сечения с учетом указанного коэффициента составят, соответственно, 67 и 35 мм².

При использовании формулы (5.2) следует иметь в виду, что значение плотности тока соответствует головным участкам радиальных линий, а не среднему значению по всем участкам, так как снижение плотности тока в последующих участках уже учтено понижающими коэффициентами.

Удельные годовые потери электроэнергии в трансформаторах (нагрузочные $w_{\text{тн}}$ и холостого хода $w_{\text{тх}}$) определяют по формулам, тыс. кВт·ч/МВ·А в год:

$$w_{\text{тн}} = \beta_{\text{т макс}}^2 \Delta p_{\text{тн}} \frac{k_{\text{з}} + 2k_{\text{з}}^2}{3} \cdot 8760 \cdot 10^{-3}, \qquad (5.3)$$

$$w_{\text{тн}} = \Delta p_{\text{тх}} \cdot 8760 \cdot 10^{-3}, \qquad (5.4)$$

где $\beta_{т\,макс}$ – коэффициент максимальной загрузки трансформатора;
$p_{тн}$ – удельные нагрузочные потери мощности;
$p_{тх}$ – удельные потери мощности холостого хода, кВт/МВ·А.

Среднее значение коэффициента максимальной нагрузки для всех трансформаторов, подключенных к сети рассматриваемого напряжения, определяют по отпуску электроэнергии в сеть W, тыс. кВт·ч:

$$\beta_{т\,макс} = \frac{W\sqrt{1+\mathrm{tg}^2\varphi}}{S_{т\Sigma}\,k_з\,T}. \qquad (5.5)$$

где $S_{т\Sigma}$ – суммарная мощность трансформаторов, МВ·А.

Удельные потери мощности в трансформаторах 35–220 кВ, кВт/МВ·А, рассчитанные по их паспортным данным (прил. 9), приведены ниже. Нагрузочные потери определены при номинальной нагрузке трансформатора ($\beta_{т\,макс} = 1$). При другой нагрузке трансформатора приведенные ниже значения удельных нагрузочных потерь необходимо умножить на квадрат этого коэффициента.

$S_т$, МВА	2,5	4,0	6,3	10	16	25	40	63
$p_{тн\,35}$	10	8,4	7,4	6,5	5,6	4,6	4,3	4,0
$p_{тн\,110}$	8,8	7,7	7,0	6,0	5,3	4,8	4,1	4,0
$p_{тн\,220}$	–	–	–	–	–	–	4,3	4,8
$p_{тх\,35}$	2,0	1,7	1,5	1,4	1,3	1,0	0,9	0,8
$p_{тх\,110}$	2,2	2,0	1,8	1,4	1,2	1,2	1,1	0,9
$p_{тх\,220}$	–	–	–	–	–	–	1,3	1,3

Удельные потери мощности в трансформаторах 6–20 кВ, кВт/МВ·А, составляют:

$S_т$, кВА	100	160	250	400	630	1000
$p_{тн\,6–20}$	24	17,0	15,2	14,0	12,7	12,0
$p_{тх\,6–20}$	3,5	3,1	2,8	2,5	2,3	2,3

Отношение $p_{тх}/p_{тн}$ практически не зависит от мощности трансформатора и для трансформаторов напряжением 110, 35 и 6–20 кВ составляет, соответственно, 0,25, 0,2 и 0,18.

Средние значения удельных потерь мощности и электроэнергии в линиях и трансформаторах различного номинального напряжения приведены в табл. 5.1. Нагрузочные потери в трансформаторах соответствуют их номинальной загрузке в режиме максимальной нагрузки ($\beta_{т\,макс} = 1$). При другой средней загрузке трансформаторов приведенные ниже значения удельных нагрузочных потерь необходимо умножить на квадрат этого коэффициента.

Таблица 5.1

Удельные потери мощности и электроэнергии в линиях и трансформаторах

Напряжение, кВ	Расчетное сечение, мм²	Потери мощности			$k_з$	τ_0	Потери электроэнергии в год		
		$p_л$, кВт/км	$p_{тн}$	$p_{тх}$			$w_л$, тыс. кВт·ч/км	$w_{тн}$	$w_{тх}$
			кВт/МВ·А					тыс. кВт·ч/МВ·А	
220	300	26,1	4,5	1,3	0,7	0,56	128,0	22,1	11,4
110	105	9,1	6,0	1,5	0,7	0,56	45,0	29,4	13,1
35	67	5,8	8,0	1,6	0,5	0,33	17,0	23,1	14,0
6–20	35	3,0	15,0	2,8	0,4	0,24	6,3	31,5	24,5

5.2.2. Сети 0,4 кВ

Удельные потери электроэнергии в линиях (тыс. кВт·ч/км в год) определим по формулам (2.53) и (2.57) при характерных значениях параметров: $d_р = 0,5$; $\mathrm{tg}\varphi = 0,6$; $k_з = 0,3$. Эти потери относятся к электроэнергии, передаваемой по магистрали в линии (без учета электроэнергии, потребляемой непосредственно с шин 0,4 кВ трансформаторов), то есть при $d_н = 0$.

Для сечений головного участка ВЛ 25–50 мм² (обычно используемых на разветвленных линиях в сельской местности) эквивалентную длину вычислим по формуле (2.54) при доле двух- и трехфазных ответвлений в суммарной длине линий, равной 0,1, и однофазных – 0,2:

$$L_{экв\,\Sigma} = L_\Sigma\,(0,7 + 0,44 \cdot 0,1 + 0,22 \cdot 0,2) = 0,79\,L_\Sigma.$$

Для бóльших сечений головного участка (как правило, кабельные неразветвленные линии) примем $L_{экв\,\Sigma} = L_\Sigma$, считая, что все участки входят в магистрали.

По формуле (2.57):

$$k_{0,4} = 9,74 - 2,25 \cdot 0,5 - 2,22 \cdot 0,25 - 0,21 \cdot 0,125 = 8,03.$$

Удельные годовые потери электроэнергии в линии определим, подставив указанные значения в формулу (2.53) при Д = 365 и $L = 1$ км:

$$w_{ВЛ\,0,4} = 0,042\frac{W^2}{F}; \qquad (5.6)$$

$$w_{КЛ\,0,4} = 0,053\frac{W^2}{F}. \qquad (5.7)$$

Электроэнергию, отпускаемую в линию за год, определим по формуле, тыс. кВт·ч:

$$W = \sqrt{3}\,U\,I\,k_з \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = \sqrt{3}\,U\,F\,j_{макс}\,k_з \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1{,}73\,F\,j_м .$$

Подставив выражение для энергии в формулы для $w_{0,4}$, получим:

$$w_{ВЛ\,0,4} = 0{,}126\,F\,j^2_{макс}; \qquad (5.8)$$

$$w_{КЛ\,0,4} = 0{,}159\,F\,j^2_{макс}. \qquad (5.9)$$

Удельные потери электроэнергии в линиях различных сечений, рассчитанные по приведенным формулам при $j_{макс}$ = 1 А/мм², составляют:

Сечение, мм²	25	35	50	70	95	120	150	185	240
$w_{ВЛ\,0,4}$, тыс. кВт·ч в год	3,2	4,3	6,3	8,8	12,0	15,1	18,9	23,2	30,1
$w_{КЛ\,0,4}$, тыс. кВт·ч в год	4,0	5,6	8,1	11,2	15,1	19,2	24,0	29,5	38,3

При других значениях $j_{макс}$ удельные потери изменяются пропорционально квадрату $j_{макс}$.

5.3. Экспресс-анализ результатов расчета

Первоначальную оценку правильности представленных расчетов проводят на основе значений рассмотренных выше удельных потерь. Расчеты потерь в основных замкнутых сетях редко содержат существенные ошибки. Расчеты режимов таких сетей постоянно проводятся диспетчерскими службами для целей управления режимами (здесь нет мотивов для их искажения). Потери мощности в режимах, принятых для расчета потерь электроэнергии по программам расчетов потерь (например, РАП-ОС-ст), могут быть сопоставлены с потерями мощности, получаемыми в диспетчерских расчетах режимов по специальным программам расчета УР (RASTR и др.).

Наиболее часто встречаются ошибки (иногда и сознательные искажения) в расчетах потерь в радиальных сетях 6–20 и особенно 0,4 кВ. Основная часть суммарных потерь приходится на такие сети, а поиск ошибок затруднен большим объемом используемых данных. Поэтому сознательные искажения, если они есть, следует искать в расчетах потерь именно в этих сетях (при существующем необъективном отношении к включению в нормативы коммерческих потерь и вызванном этим «движении» в сетевых организациях под лозунгом «Насчитай побольше технических потерь» они имеют мотивацию).

При существенных отличиях результата расчета потерь от их оценки, полученной на основе удельных значений, полезную информацию для выяснения причин отличий дает определение плотности тока в проводах головных участков в режиме максимальной нагрузки, А/мм², по формуле

$$j_{макс} = \frac{W_\Sigma \sqrt{1+\mathrm{tg}^2\varphi}}{8760\sqrt{3}\,U\,F_\Sigma\,k_з}\,10^3 = \frac{W_{ср}\sqrt{1+\mathrm{tg}^2\varphi}}{8760\sqrt{3}\,U\,F_{ср}\,k_з}\,10^3 = k_j\,W_{ср}, \qquad (5.10)$$

где W_Σ – суммарная энергия, отпущенная в линии за год, тыс. кВт·ч;

F_Σ – суммарное сечение проводов головных участков всех линий, мм²;

$W_{ср}$ и $F_{ср}$ – средние значения для одной линии.

Для типовых сечений проводов ВЛ и коэффициентов заполнения графика нагрузки в сетях различных напряжений и tgφ = 0,6 по формуле (5.10) получены следующие значения коэффициента k_j:

U, кВ	0,4	6	10	20	35	110
$F_{ср}$, мм²	35	70	70	70	95	150
$k_з$	0,3	0,4	0,4	0,45	0,5	0,7
k_j (10^3)	19	0,46	0,27	0,13	0,047	0,007

При оценке потерь за месяц по месячным значениям энергии коэффициент k_j надо увеличить в 365 / ($Д_м$ · 12) раз, где $Д_м$ – число дней в месяце. Для кабельных линий 0,4 кВ, сечение проводов которых обычно составляет от 70 до 240 мм², а не 35 мм², как это принято для ВЛ, коэффициент k_j надо уменьшить в $F_{ср}$/35 раз.

По приведенным данным легко выявить несоответствие заданного в расчете отпуска энергии в линии действительному ее значению на головных участках линий. Наиболее часто это бывает в сетях 0,4 кВ, когда в расчете вместо отпуска энергии в линии 0,4 кВ используют отпуск энергии на шины 0,4 кВ трансформаторов 6–20/0,4 кВ. Большая часть этой энергии может отпускаться потребителям прямо с шин 0,4 кВ и не проходить по линиям 0,4 кВ («беспотерьные» потребители). Часто сюда включается и энергия, потребляемая от линии 0,4 кВ, но в непосредственной близи от шин («малопотерьные» потребители). В формуле (2.53) учет этого обстоятельства осуществляется величиной $d_н$. В результате отпуск энергии в линии завышается, а потери завышаются в квадрате. Например, отпуск энергии в 240 ВЛ 0,4 кВ принят в расчете равным 32 млн кВт·ч, что соответствует среднему отпуску в одну линию 32 · 10^3/240 = = 133 тыс. кВт·ч. Для таких линий $k_j = 19 \cdot 10^{-3}$, что соответствует *средней* для 240 линий плотности тока в проводах в режиме максимальной нагрузки 19 · 10^{-3} · 133 = 2,53 А/мм². Заданный в расчетах суммарный отпуск следует признать нереальным: невозможно

предположить, что такая загрузка является средней для всех 240 линий (хотя отдельные линии с такой загрузкой могут существовать).

Другим проверяемым параметром является средняя длина линий 0,4 кВ. Обычно она не превышает 1 км при среднем значении порядка 0,7 км (см. п. 5.1.2). Если принятая в расчете потерь средняя длина линий оказалась существенно выше, следует более детально проанализировать исходные данные. Такие ситуации обычно возникают при выборочных расчетах (для того чтобы обосновать высокий уровень потерь в сетях в целом, в выборку, конечно, будут включены наиболее «тяжелые» сети). При полном воспроизведении расчетов использовать такой прием затруднительно, так как суммарная длина линий в сетевой организации известна. В любом случае оценка этих двух параметров (плотности тока в проводах головных участков и средней длины линий) существенно сужает возможности сознательных искажений расчетов. Экспресс-оценку расчетов технических потерь в сетях 0,4–20 кВ целесообразно осуществлять с использованием табл. 5.2.

Таблица 5.2

Экспресс-оценка расчетов технических потерь в сетях 0,4–20 кВ

№ п/п	Наименование параметра	Значение параметра	
		принятое в расчете	по удельным показателям
1	Суммарная длина участков линий, км		
2	Количество линий (присоединений), шт.		
3	Средняя длина участков (п. 1/п. 2)		
4	Среднее сечение головных участков, мм^2		
5	Поступление электроэнергии на шины, тыс. кВт·ч		
6	Отпуск электроэнергии с шин «беспотерьным» потребителям, тыс. кВт·ч		
7	Отпуск электроэнергии в линии, тыс. кВт·ч (п.5 – п.6)		
8	Средний отпуск электроэнергии в одну линию, тыс. кВт·ч (п. 7/п. 2)		
9	Коэффициент заполнения графика нагрузки		
10	Плотность тока на головном участке в режиме максимума нагрузки, А/мм^2, формула (5.10)		

№ п/п	Наименование параметра	Значение параметра	
		принятое в расчете	по удельным показателям
11	Нагрузочные потери электроэнергии в линиях, тыс. кВт·ч (для второго столбца п. 12 × п. 1)		
12	Удельные нагрузочные потери в линиях, тыс. кВт·ч/км (для первого столбца п. 11/п. 1)		
13	Суммарная мощность трансформаторов, МВ·А		
14	Количество трансформаторов, шт.		
15	Средняя мощность трансформатора, МВ·А (п. 13/п. 14)		
16	Отпуск электроэнергии через трансформаторы, тыс. кВт·ч		
17	Средний коэффициент максимальной загрузки трансформаторов, формула (5.5)		
18	Нагрузочные потери в трансформаторах, тыс. кВт·ч (для второго столбца п. 19 × п. 13)		
19	Удельные нагрузочные потери электроэнергии в трансформаторах, тыс. кВт·ч/МВ·А (для первого столбца п. 18/п. 13)		
20	Потери холостого хода в трансформаторах, тыс. кВт·ч (для второго столбца п. 21 × п. 13)		
21	Удельные потери холостого хода в трансформаторах, тыс. кВт·ч/МВ·А (для первого столбца п. 20/ п. 13)		

Примечание.

Таблица заполняется отдельно для сети каждого напряжения и каждого типа линий (воздушные, кабельные). Для сети 0,4 кВ таблица заполняется до п. 12 включительно.

Полезным для выявления коммерческих потерь является анализ распределения годовых потерь по месяцам. Нагрузочные потери изменяются приблизительно пропорционально квадрату суммарного отпуска электроэнергии в сеть, поэтому величина

$$A = \Delta W_н \, Д / W_0^2 \qquad (5.11)$$

должна быть приблизительно одинаковой для всех месяцев (она представляет собой коэффициент нормативной характеристики нагрузочных потерь, сохраняющий стабильность при постоянной схеме сети). В связи с выводом в ремонт части линий и оборудования в летний период значение A для летних месяцев должно быть даже несколько выше, чем для зимних. Резкие отличия месячных значений A говорят о неравномерном распределении коммерческих потерь по месяцам и, как следствие, о том, что эти потери существуют.

Выявление зон и конкретных элементов сети с повышенными техническими потерями проводят на основе результатов расчета потерь и их структуры. В первом приближении к очагам нагрузочных потерь относят линии со средней плотностью тока более 1 А/мм², а к очагам потерь холостого хода – трансформаторы, загруженные в режиме максимальных нагрузок менее чем на 50 % на однотрансформаторных подстанциях и менее чем на 35 % – на двухтрансформаторных подстанциях. Программы комплекса РАП-стандарт проводят более точный поэлементный анализ потерь, выявляют их очаги и рассчитывают имеющиеся в сети резервы снижения потерь. Для каждой радиальной линии 6–110 кВ программа рассчитывает также плотность тока на головном участке при полной загрузке присоединенных к линии трансформаторов, что позволяет оценить несоответствие суммарной мощности трансформаторов и пропускной способности линии.

5.4. Анализ небалансов электроэнергии

5.4.1. Анализ исходных данных

Исходными данными для расчета допустимых небалансов электроэнергии являются:

данные об отпуске электроэнергии и параметрах ИК в каждой точке учета;

расчетные технические потери в сети рассматриваемого объекта и погрешность метода их расчета (в п. 4.3 показано, к каким ошибкам в расчете небалансов приводит неучет погрешности расчета технических потерь).

Разность фактического и допустимого небалансов электроэнергии представляет собой коммерческие потери.

При расчете допустимых небалансов электроэнергии на подстанциях объем исходных данных невелик, поэтому их легко просмотреть детально. При расчете же допустимых небалансов в сетях число представленных в расчете точек может быть очень большим, данные об их параметрах часто приходят из разных подразделений,

что затрудняет оценку их достоверности расчетчиком. Иногда в данных присутствуют случайные непреднамеренные ошибки, иногда данные представлены поставщиком информации, неправильно понявшим смысл некоторых из них. Проведение расчета с ошибочными данными вряд ли имеет практическую ценность. Поэтому целесообразно затратить время на проверку первоначальных базовых данных, особенно о параметрах ИК, чтобы в последующих помесячных расчетах иметь дело только с проверкой данных об энергиях. Порядок анализа исходных данных и небалансов электроэнергии рассмотрим применительно к их расчетам по программе РАПУ-ст комплекса РАП-стандарт, в которой предусмотрен ряд автоматических проверок, обращающих внимание расчетчика на явно ошибочные и сомнительные данные.

К *ошибочным данным* программа относит данные по точкам учета с нестандартными значениями номинальных напряжений и классов точности счетчиков, ТТ и ТН, а также с несоответствием в задании ТН и напряжения сети. Например, указано напряжение 10 кВ, а класс точности ТН равен нулю; это соответствует отсутствию ТН, чего не может быть. Или указан класс точности ТН, а напряжение задано 0,4 кВ, хотя на этом напряжении ТН не используются.

К ошибочным данным программа относит и случаи, когда максимальная загрузка ТТ превышает технически допустимую (1,25 номинального тока). В этом случае следует проверить правильность задания коэффициента заполнения графика $k_з$. Его часто стараются задать неоправданно малым (чем он меньше, тем больше потери при той же передаваемой энергии), однако следует помнить, что максимальный ток связан со средним соотношением $I_{макс} = I_{ср} / k_з$. Поэтому при правильном задании энергии, проходящей через точку учета и соответствующей среднему току, например, $I_{ср} = 150$ А, для ТТ, имеющего номинальный первичный ток 300 А, при действительном значении $k_з = 0{,}6$ максимальный ток будет определен как $I_{макс} = 150 / 0{,}6 = 250$ А и признан возможным. При ошибочном задании $k_з = 0{,}3$ программа определит $I_{макс} = 150 / 0{,}3 = 500$ А (больше номинального в 1,7 раза) и правомерно расценит эти данные как ошибочные.

Программа не будет проводить расчет до тех пор, пока *все* ошибочные данные не будут исправлены.

К *сомнительным данным* программа относит данные по точкам учета с коэффициентом максимальной загрузки ТТ менее 0,05, со средним пропуском энергии через однофазные (бытовые) счетчики менее 50 и более 300 кВт·ч в месяц, со сроком службы после поверки трехфазного счетчика более 8 лет и однофазного более 16 лет.

Сомнительные данные надо проверить. Если они окажутся соответствующими фактическим, код достоверности «0» (код, который программа присваивает точке, включив ее в сомнительный список) надо изменить на код «2» (код, который заставляет программу использовать заданные данные, даже если они выходят за указанные ограничения). Например, после проверки может оказаться, что ТТ действительно загружен менее чем на 5 % или срок службы после поверки однофазного счетчика действительно более 16 лет.

Программа не будет проводить расчет до тех пор, пока у всех сомнительных данных не будет поставлен «силовой» код «2». Этот код выводится в выходные формы, поэтому проверяющий всегда может обратить внимание на правомерность «силового» ввода сомнительной информации.

После проведения описанных операций проверку исходных данных можно считать законченной.

5.4.2. Анализ результатов расчета

Точки учета электроэнергии подразделяются на три группы, фиксирующие поступление электроэнергии на объект, ее отпуск внешним потребителям по межсетевым связям и отпуск собственным потребителям. Точки учета, фиксирующие расход электроэнергии на СН подстанций и производственно-хозяйственные нужды подразделения, включают в третью группу. Методика расчета погрешностей ИК и небалансов электроэнергии изложена в п. 4.3.

Диапазон ТДН определяется двумя составляющими: технически допустимыми погрешностями ИК (среднее значение недоучета и интервал неопределенности) и погрешностью расчета технических потерь. Диапазон НДН определяется теми же составляющими, но при этом погрешности ИК вычисляются при «идеальных» параметрах ТТ, ТН и счетчика. Задание погрешности расчета технических потерь приводит к увеличению интервала неопределенности обоих видов небалансов, не влияя на их средние значения.

Анализ результатов расчета начинают с анализа рассчитанных программой обобщенных параметров системы учета по каждой из трех указанных групп. Обобщенные параметры представляют собой параметры трех эквивалентных точек учета, каждая из которых представляет все точки учета соответствующей группы: эквивалентные классы точности, коэффициенты загрузки ТТ, потери напряжения во вторичной цепи ТН и сроки службы счетчиков. Для каждой эквивалентной точки учета вычислен соответствующий ей недоучет. Большинство вопросов, возникающих при рассмотрении конечных результатов расчета, решаются уже на этом этапе.

Недоучет энергии на объекте тем больше, чем хуже параметры точек учета, фиксирующих отпуск электроэнергии, по сравнению с точками учета, фиксирующими ее поступление. И тем, и другим свойственен недоучет. Обычно недоучет в первой группе меньше, чем во второй и третьей, что соответствует общему недоучету на объекте. Если же параметры точек учета первой группы хуже, чем второй и третьей, то программа покажет общий переучет, что соответствует действительности. Проанализируйте данные о потерях напряжения во вторичных цепях ТН, так как их значения прямо входят в недоучет. Если поступление энергии в РЭС фиксируется приборами технического учета с потерями напряжения во вторичных цепях ТН, равными 1,5 %, а отпуск энергии потребителям – приборами расчетного учета с ТН класса 0,5 (потери напряжения во вторичных цепях равны 0,25 %), то расчет покажет «появление» в РЭС 1,5 – 0,25 = = 1,25 % переучтенной энергии (сильно «недоучлось» поступление и гораздо слабее – отпуск). Это выразится в отрицательных средних значениях потерь и допустимых небалансов. Иногда этот очевидный результат приводит расчетчика к представлению о неправильной работе программы.

Аналогичная ситуация возникает, когда на границах РЭС для учета энергии используются ТТ низких классов точности (например, 3,0), установленные для целей релейной защиты, которые к тому же работают в условиях низких загрузок. В соответствии формулой (4.10) при токовой загрузке ТТ 5 % погрешность ТТ приводит к среднему недоучету, равному классу точности ТТ. Если такая точка учета фиксирует поступление энергии, то показания счетчика оказываются на 3 % ниже ее фактического поступления, резко заниженными оказываются и отчетные потери в сети. При замене такого ТТ отчетные потери в РЭС вырастут («хорошее» обоснование для проведения мероприятия), а в подразделении, от которого поступала энергия, они снизятся. Балансы электроэнергии станут более достоверными, однако инициировать такую замену будет, скорее всего, подразделение, отпускающее энергию в данный РЭС.

Программа рассчитывает также вклад каждой точки учета в суммарную погрешность. Если, например, вклад составил (–108,3±173,0) тыс. кВт·ч, это означает, что фактическая (не известная нам) погрешность учета в этой точке находится в диапазоне от 64,7 тыс. кВт·ч переучета до 281,3 тыс. кВт·ч недоучета. Данный результат показывает, что цифра среднего недоучета (108,3 тыс. кВт·ч) не может использоваться для «корректировки» показания конкретного счетчика. Эти цифры правомерны лишь для оценки вклада точки учета в *суммарную* погрешность системы учета.

Вклад точек учета у бытовых абонентов в суммарный недоучет (в одной строке обычно задается суммарное потребление большого числа абонентов), имеет, как правило, большое отрицательное среднее значение и небольшой интервал неопределенности, например, (–41,5±0,3) тыс. кВт·ч. Большое среднее значение объясняется тем, что счетчики «стареют» и в среднем уходят в зону недоучета, а небольшой интервал неопределенности – большим числом этих точек учета.

При больших объемах данных целесообразно в первую очередь обратить внимание на информацию о точках учета с наибольшими вкладами, которая выводится программой сразу за таблицей обобщенных параметров системы учета. Если одна точка учета дает вклад, сопоставимый с суммарным недоучетом, это вызывает сомнения в правильности исходных данных по данной точке учета (или группе точек, заданных одной строкой).

Резерв снижения потерь определяется как эффект от проведения трех видов мероприятий: замена ТТ с завышенными номинальными токами, нормализация потерь напряжения во вторичных цепях ТН и приведение сроков службы счетчиков после последней поверки к величинам, не превышающим нормированных.

Анализируя распределение суммарного недоучета электроэнергии между сетями различных напряжений (последняя таблица расчета), обратитесь к п. 4.3.4, в котором описано теоретически правильное распределение (первые три строки этой таблицы) и приведены допущения, которые приходится принимать в связи с тем, что правильное распределение «не укладывается» в логику экономистов (последние две строки таблицы).

В специальном расчетном блоке программа определяет перечень точек учета, ранжированных по эффективности замены счетчиков на новые с повышенным классом точности. Эта информация может быть использована при разработке перспективного плана замены счетчиков.

5.4.3. Соотношение небалансов электроэнергии в основной и распределительных сетях

При сопоставлении погрешностей учета и небалансов электроэнергии, полученных отдельными расчетами для основной и распределительной сетей и обеих сетей в целом, следует иметь в виду следующие обстоятельства.

На границах питающей и распределительной сети часто установлены средства технического учета с допустимыми потерями

во вторичных цепях ТН до 1,5 %. На такую величину недоучитывается отпуск из питающей сети в распределительную сеть и, соответственно, переучитывается поступление в распределительную сеть. Соотношение потерь, обусловленных погрешностями учета, может быть, например, таким: для сетей в целом 3 млн кВт·ч, для питающей сети 5 млн кВт·ч, для распределительных сетей – 2 млн кВт·ч. Общая закономерность состоит в том, что системы учета увеличивают отчетные потери в питающей сети и уменьшают в распределительных сетях. В частности, в приведенном выше примере питающие сети «потеряли» из-за системы учета 5 млн кВт·ч, из которых 2 млн кВт·ч «нашли» распределительные сети, а 3 млн кВт·ч – потребители.

Такие соотношения особенно характерны для объектов, в структуре которых полезный отпуск осуществляется преимущественно из сетей 6–20 кВ (то есть почти вся энергия проходит через систему технического учета, искажающую потери в пользу распределительной сети), и менее характерны там, где существенная часть энергии отпускается мощным потребителям непосредственно из питающей сети.

5.4.4. Определение небалансов электроэнергии за длительный период по результатам расчета небалансов за входящие в период месяцы

Диапазон суммарной погрешности в абсолютных единицах всех приборов, используемых на объекте, вычисляется в виде среднего значения недоучета/переучета электроэнергии (сумма систематических погрешностей ИК) и размаха отклонений от среднего значения (корень квадратный из суммы квадратов случайных погрешностей).

На практике расчеты погрешностей учета и небалансов электроэнергии проводят для месячных расчетных периодов. При расчете этих величин для расчетного периода в несколько месяцев правильным было бы использование в расчете суммарного потребления энергии за этот период в каждой точке учета. В то же время оправданным является желание использовать проведенные помесячные расчеты для определения погрешностей учета и небалансов электроэнергии «нарастающим итогом». То, что суммарный средний недоучет/переучет за несколько месяцев должен определяться как арифметическая сумма его значений для входящих в период месяцев, очевидно. Определение же отклонений от среднего значения как корня квадратного из суммы квадратов отклонений для входящих

в период месяцев предполагает независимость погрешностей ИК в конкретной точке учета в различные месяцы. На самом деле каждый прибор из месяца в месяц сохраняет свою «предрасположенность» к положению погрешности внутри диапазона – в феврале оно остается таким же, как и в январе. Поэтому если погрешности разных приборов частично компенсируют друг друга в суммарной величине, то конкретный прибор не компенсирует в феврале свою январскую погрешность. Правильному расчету по суммарному потреблению энергии в каждой точке учета за несколько месяцев соответствует определение суммарной *случайной* погрешности в абсолютных единицах как *арифметической* суммы случайных погрешностей входящих в период месяцев.

Аналогично обстоит дело и с погрешностью расчета технических потерь. Погрешность их расчета за февраль не компенсирует погрешности расчета за январь. Поэтому абсолютные значения технических потерь во входящих в расчетный период месяцах суммируются, а относительная погрешность расчета остается. Если же погрешность расчета в последующие месяцы изменилась (вследствие, например, перехода на более точный метод расчета), то ее значение для общего расчетного периода определяют по формуле, предполагающей арифметическое взвешивание погрешностей, %:

$$\delta_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{n} \delta_i \cdot \Delta W_i / \sum_{i=1}^{n} \Delta W_i. \qquad (5.12)$$

Это положение не относится к суммированию погрешностей приборов и погрешностей расчета технических потерь разных объектов (например, объединения ПЭС или сетей разных напряжений, технические потери в которых рассчитаны с разными погрешностями), так как эти погрешности являются независимыми (см. п. 4.3.3). Если в качестве объекта рассматриваются сети нескольких напряжений, технические потери электроэнергии в которых рассчитаны с разными погрешностями, то в качестве расчетного значения технических потерь на объекте следует использовать сумму расчетных значений потерь ΔW_{Σ}, а в качестве погрешности расчета – величину, определяемую по формуле

$$\delta_{\%,\Sigma} = \frac{100}{\Delta W_{\Sigma}} \sqrt{\delta W_{\text{ОС}}^2 + \delta W_{110}^2 + \delta W_{10}^2 + \delta W_{\text{пост}}^2}, \qquad (5.13)$$

где под корнем приведены погрешности расчета потерь электроэнергии в сетях различных напряжений в абсолютных единицах, рассчитываемые всеми программами комплекса РАП-стадарт.

5.5. Интервальный анализ потерь электроэнергии

5.5.1. Общие положения

Счетные операции на компьютере выполняются с большой точностью, и результат расчета может быть представлен с любым числом знаков после запятой. Это не означает, что действительные потери соответствуют рассчитанному значению. Используемая в расчете исходная информация обладает ограниченной полнотой и достоверностью. Любой метод расчета основан на тех или иных допущениях. В связи с этим нельзя утверждать, что действительные потери равны рассчитанному значению, но можно утверждать, что с заданной вероятностью потери находятся в интервале от минимального до максимального значения. Такие значения можно получить для конкретного расчета на основе формул, связывающих погрешности расчета с параметрами сети и точностью данных о нагрузках.

Интервальный анализ, к сожалению, нечасто применяется на практике при анализе потерь электроэнергии в сетях. Это обусловлено, с одной стороны, тем, что результаты расчетов используются, как правило, в балансовых отчетах, не допускающих представления потерь в интервальной форме, а с другой стороны, так называемым «гипнозом» кажущейся точности расчета, под который попадает расчетчик, видя результаты расчета с несколькими знаками после запятой. Можно вспомнить и высказывание на этот счет известного математика Гаусса: «Недостаток математического образования нигде не проявляется так очевидно, как в чрезмерной точности вычислений». Интервальный анализ в ряде случаев позволяет существенно скорректировать практические выводы из проведенных расчетов.

Значения вероятности, используемые в инженерных расчетах, являются оценочными характеристиками, зависящими от значимости последствий принятого на их основе решения. Вероятность 0,95 означает, что в одном из 20 случаев цель не будет достигнута (фактические потери выйдут за рассчитанный интервал). Для того чтобы увеличить вероятность достижения цели, необходимо усовершенствовать целевой объект (в нашем случае – увеличить объем и точность исходных данных), что связано с дополнительными затратами. Вопрос о приемлемой вероятности решается на основе разумного компромисса между значимостью достижения цели и необходимыми для повышения вероятности затратами. Если, например, один из 20 снарядов не попадает в цель, это может быть признано допустимым, а если один из 20 парашютов не раскрывается, то его

несомненно будут усовершенствовать для достижения вероятности раскрытия 0,999 или более. В большинстве прикладных инженерных задач, не связанных с трагическими последствиями, обычно принимается уровень вероятности, равный 0,95.

Случайная величина характеризуется двумя основными параметрами: математическим ожиданием (среднее значение) и среднеквадратическим отклонением от среднего значения. Значение интервала неопределенности потерь зависит от закона распределения случайной величины. В задачах, связанных с анализом погрешностей, используется, как правило, нормальный закон распределения. С вероятностью 0,95 диапазон возможных погрешностей составляет два среднеквадратических отклонения в обе стороны от среднего значения. В дальнейшем эту величину будем называть размахом отклонения.

При оценке размаха отклонения величины, представляющей собой функцию n случайных величин, используют несколько простых формул. Погрешность произведения случайных величин δ_Σ в случае, когда очевидно, что погрешности δ_i в них независимы, определяют по формуле

$$\delta_\Sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} \delta_i^2}. \qquad (5.14)$$

Погрешность суммы случайных величин определяют по формуле:

$$\delta_\Sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} \alpha_i^2 \delta_i^2}. \qquad (5.15)$$

где α_i – доля i-й величины в суммарном значении всех величин.

Следует иметь в виду, что данные формулы применимы только для ***независимых*** случайных величин. Определение суммарной погрешности расчета нагрузочных потерь в линиях и трансформаторах по погрешностям расчета составляющих с использованием формулы

$$\delta_\Sigma = \sqrt{\alpha_л^2 \delta_л^2 + \alpha_т^2 \delta_т^2} \qquad (5.16)$$

приведет к неправильным результатам, так как нагрузки линий определяются нагрузками трансформаторов, и их погрешности не являются независимыми.

Погрешность квадрата случайной величины (в формулах потерь это P^2 и U^2) определяют по формуле

$$\delta(X^2) = \frac{\sqrt{4\delta_X^2 + 2\delta_X^4}}{1+\delta_X^2} \approx \frac{2\delta_X}{1+\delta_X^2} \approx 2\delta_X. \qquad (5.17)$$

Формулу (5.17) можно использовать и для определения погрешности частного от деления случайных величин, так как при малых значениях δ_i

$$\delta\left(\frac{1}{X}\right) \approx \delta_X. \qquad (5.18)$$

5.5.2. Погрешности расчетов потерь электроэнергии

Любому расчетному методу свойственны погрешности, поэтому анализ потерь электроэнергии и особенно выбор мероприятий по их снижению должны проводиться на основе оценки интервалов неопределенности потерь. В противном случае можно зря затратить средства на установку того или иного оборудования и не получить ожидаемой отдачи, хотя расчет указывал на существенный эффект. Обзор литературы показывает, что определение погрешностей того или иного метода расчета потерь электроэнергии часто используется лишь для качественной оценки его приемлемости. В практических же расчетах потерь результаты представляют в виде детерминированных величин и мало интересуются интервалами неопределенности их значений. Отличие погрешностей, например 2,3 % и 6,8 % никак не отражается на использовании полученного в результате расчета значения потерь.

Вместе с тем расчетные значения технических потерь являются такими же составляющими баланса электроэнергии, как и потери, обусловленными погрешностями приборов учета электроэнергии, при анализе которых используются основанные на понятии класса точности прибора интервальные оценки. Каждому методу расчета потерь также может быть поставлен в соответствие класс точности, и допустимый небаланс электроэнергии на объекте должен определяться с его учетом.

В известных исследованиях погрешностей методов расчета потерь их численные значения обычно определялись на основе сопоставления результатов расчетов для схем, рассматриваемых исследователем. Практическое использование этих погрешностей при расчете других сетей затруднено в связи с трудностями оценки отличий конкретной схемы от рассмотренных исследователем. Сделать более практичной оценку интервалов неопределенности потерь для любой конкретной схемы можно на основе анализа структуры погрешностей и выявления характеристик схем и методов расчета, которые, с одной стороны, достаточно жестко связаны с погрешностями расчета, а с другой стороны, сравнительно легко определяются для конкретной схемы.

Структура погрешностей расчета потерь электроэнергии

Погрешности расчета потерь аналитическими методами по причинам их возникновения можно разделить на две группы: методические и информационные. Первые обусловлены неполнотой информации, используемой методом (определяются влиянием на результат расчета *неиспользуемой* информации), вторые – неточностью (ограниченной достоверностью) *используемой* информации.

К *методическим погрешностям* относятся:

погрешность, обусловленная неадекватностью отражения величинами τ и k_ϕ^2, определенными по графику суммарной нагрузки сети (τ_Σ и $k_{\phi\Sigma}^2$), потерь в элементах сети, каждый из которых имеет свой график нагрузки с индивидуальными значениями τ_i и $k_{\phi i}^2$ (далее – погрешность неадекватности, $\delta_{на}$). Эта погрешность присутствует при расчете τ_Σ и $k_{\phi\Sigma}^2$ как по приближенным формулам (2.16) и (2.17), так и непосредственно по ординатам графика суммарной нагрузки сети по формулам (2.4) и (2.5);

погрешность, обусловленная использованием параметров графиков контрольных суток для всего расчетного периода (далее – погрешность временно́й неоднородности графиков, $\delta_{вр}$);

погрешность, обусловленная использованием для расчета величин τ и k_ϕ^2 приближенных формул (2.16) и (2.17) вместо точных формул (2.4) и (2.5) (далее – методическая погрешность приближенных формул, $\delta_{пр}$).

К *информационным погрешностям* относятся:

погрешность расчета потерь электроэнергии, обусловленная погрешностями данных об узловых нагрузках (далее – погрешность $\delta_у$);

погрешность расчета τ или k_ϕ^2 по приближенным формулам, обусловленная погрешностью используемого в этих формулах коэффициента заполнения графика нагрузки $k_з$ (далее – информационные погрешности приближенных формул, $\delta_{кз\tau}$ и $\delta_{кзk\phi}$);

погрешность, обусловленная неточностью задания параметров участков сети (использованием удельных сопротивлений линий, приведенных в справочниках при температуре 20 °С, погрешностями в длинах линий и т. п.).

Первые пять видов погрешностей обусловлены неточностями задания параметров нагрузок, шестая – параметров элементов схемы. Далее рассмотрены только погрешности, обусловленные нагрузками.

Методические погрешности могут иметь как случайную, так и систематическую составляющую; они могут или завышать, или занижать результат в среднем. При известной систематической погрешности метода в его расчетную формулу вводят соответствующие поправочные коэффициенты (см. гл. 2). Информационные погрешности имеют, как правило, только случайную составляющую, так как погрешности в исходной информации обычно трактуются как симметричные двухсторонние с нулевым средним значением.

Анализ погрешностей подробно рассмотрен в прил. 4. Ниже приведены полученные в прил. 4 расчетные формулы для определения вероятностных характеристик случайной величины погрешности в каждом конкретном расчете потерь. Необходимо еще раз обратить внимание читателя на то, что определить конкретное значение погрешности проведенного расчета нельзя. Если бы это было возможно, то мы получили бы точное значение потерь. Можно лишь правильно определить интервал неопределенности потерь, то есть утверждать, что действительные (не известные нам) потери находятся в интервале, например, (127,3 ± 6,1 %) тыс. кВт·ч. То есть с вероятностью 0,95 они не ниже 119,5 тыс. кВт·ч и не выше 135,1 тыс. кВт·ч. Целью является определение диапазона возможного отклонения действительных потерь от их расчетного значения *для конкретного расчета*, то есть обеспечение возможности утверждать, что он составляет не 10 % и не 3 %, а именно 6,1 %.

В различных практических задачах может использоваться как нижняя, так и верхняя граница интервала неопределенности. Эти граничные значения далее называются гарантированными. Точнее, «практически гарантированными» – имея в виду вероятность 0,95. Например, при оценке эффекта от проведения МСП целесообразно ориентироваться на *нижнюю* границу интервала, чтобы получить гарантированный эффект. При дискуссиях об уровне коммерческих потерь необходимо из фактических потерь вычитать *верхнюю* границу диапазона технических потерь, чтобы получить гарантированное (минимальное) значение коммерческих потерь и утверждать, что они не ниже этого значения, так как все возможные погрешности расчетов технических потерь уже учтены.

Далее приводятся расчетные формулы для определения каждой из описанных выше составляющих погрешности и суммарной погрешности расчета, определяющей границы интервала возможных значений технических потерь.

Погрешность неадекватности интегрирующих множителей

Точное значение потерь электроэнергии в сети соответствует сумме потерь, рассчитанных для каждого участка по его нагрузкам на каждой ступени графика. Такое же значение потерь будет и при расчетах методами 1 и 2 (см. п. 2.1.2), если использовать значения τ_i и $k^2_{\phi i}$, рассчитанные для каждого участка по его графику:

$$\Delta W_н = \sum_{i=1}^{n} \Delta P_{макс\,i}\, \tau_i\, T, \tag{5.19}$$

$$\Delta W_н = \sum_{i=1}^{n} \Delta P_{ср\,i}\, k^2_{\phi i}\, T, \tag{5.20}$$

где $\Delta P_{макс\,i}$ и $\Delta P_{ср\,i}$ – максимальные и средние потери мощности в i-м элементе;

τ_i и $k^2_{\phi i}$ – интегрирующие множители, определенные по графику нагрузки i-го элемента.

Обычно графики нагрузки элементов сети неизвестны, они появляются в результате расчета УР сети. Суммарные потери мощности в сети рассчитывают для расчетного режима (максимальной суммарной нагрузки в методе 1 и средней – в методе 2). Интегрирующие множители также определяют по графику суммарной нагрузки. При расчете режима максимальной суммарной нагрузки узловые нагрузки участвуют своими значениями, соответствующими часам максимальной суммарной нагрузки. Их собственные максимальные нагрузки могут наблюдаться в другие часы суток. Формулы для расчетных потерь электроэнергии имеют вид:

$$\Delta W_н = \tau_Σ\, T \sum_{i=1}^{n} \Delta P_{макс\,Σ\,i}, \tag{5.21}$$

$$\Delta W_н = k^2_{\phi Σ}\, T \sum_{i=1}^{n} \Delta P_{ср\,i}, \tag{5.22}$$

где $\Delta P_{макс\,Σ\,i}$ – потери мощности в i-м элементе в часы максимума нагрузки сети;

$\tau_Σ$ и $k^2_{\phi Σ}$ – интегрирующие множители, определенные по графику суммарной нагрузки сети.

При использовании формул (5.21) и (5.22) возникают два рода погрешностей неадекватности. *Погрешность первого рода* обусловлена тем, что при неоднородных (различных по конфигурации) графиках нагрузки узлов график суммарной нагрузки выравнивается. Для этого графика $\tau_Σ$ оказывается выше, а $k^2_{\phi Σ}$ – ниже аналогичных параметров входящих в схему ветвей. Это приводит к завышению суммарных потерь при использовании метода 1 и к занижению – при использовании метода 2.

Погрешность второго рода возникает только при использовании метода 1 и обусловлена тем, что при неоднородных графиках максимальные нагрузки элементов не совпадают по времени с максимальной нагрузкой сети в целом. При этом

$$\sum_{i=1}^{n} \Delta P_{макс\,Σ\,i} < \sum_{i=1}^{n} \Delta P_{макс\,i}, \tag{5.23}$$

что приводит к занижению расчетных потерь электроэнергии при использовании метода 1.

Отрицательная погрешность второго рода будет тем больше, чем больше доля потерь в элементах с графиками нагрузки, не совпадающими с графиком суммарной нагрузки, и чем больше это несовпадение. Если, например, в режиме максимальной нагрузки сети нагрузка конкретного элемента составляла 70 % собственной максимальной нагрузки, то $\Delta P_{макс\,Σ\,i} = 0{,}49\ \Delta P_{макс\,i}$, и при расчете УР максимальной нагрузки сети потери мощности в данном элементе будут отражены значением, в 2 раза меньшим действительных максимальных потерь.

Результирующая погрешность неадекватности в методе 1 определяется количественным соотношением этих двух разнонаправленных погрешностей для конкретной схемы. Результирующая погрешность метода 2 определяется только погрешностью первого рода. Различие конфигураций графиков не влияет на среднюю нагрузку элемента, поэтому средние потери в элементе остаются теми же: отсутствует соотношение типа (5.23). Поэтому она всегда отрицательна.

Погрешности неадекватности первого рода в реальных условиях усиливаются еще тем обстоятельством, что график суммарной нагрузки формируется всеми потребителями, независимо от их вклада в потери. Вместе с тем более мощные потребители расположены, как правило, ближе к центрам питания и приводят к меньшим удельным потерям (так называемые «малопотерьные» потребители). Такие потребители имеют более заполненные графики нагрузки, и их нагрузки в значительной степени формируют график суммарной нагрузки.

В замкнутой сети график нагрузки каждой линии определяется режимами работы регулирующих устройств и формируется всеми узловыми нагрузками (в соответствии с коэффициентами распределения). Как правило, эти графики существенно отличаются друг от друга и от графика суммарной нагрузки сети, поэтому погрешность неадекватности для замкнутой сети имеет наибольшие значения. В радиальных линиях основная часть потерь приходится на головной участок, график нагрузки которого и является графиком суммарной нагрузки линии, и на несколько участков магистрали, графики которых близки к графику суммарной нагрузки. Поэтому погрешность неадекватности при расчетах потерь проявляется здесь слабее, чем в замкнутых сетях.

Для снижения влияния погрешностей неадекватности при расчете методами 1 и 2 используют корректирующие коэффициенты, определяемые по формулам (2.26) – (2.29). Как показано в прил. 4, погрешности неадекватности без учета корректирующих коэффициентов составляют 10,6 % и 9,3 %, а при их применении – снижаются до 3,5 % и 1,5 % соответственно.

В методе 3 суточный график суммарной нагрузки сети не используется, поэтому погрешность неадекватности на суточном интервале равна нулю.

Погрешность, обусловленная использованием параметров графиков контрольных суток для всего расчетного периода

Суточные графики отличаются не только потребляемой энергией, но и своими конфигурациями (временна́я неоднородность графиков) и, соответственно, значениями $k_ф^2$. Использование $k_ф^2$, определенного по графику дня контрольных замеров (то есть по графику одного из рабочих дней), вносит погрешность $\delta_{вр}$, которая может быть как положительной, так и отрицательной, и зависит от вариации значений $k_ф^2$ графиков нагрузки в различные сутки. Эту погрешность трудно связать с каким-либо обобщенным параметром, так как определить ее можно, только рассчитав $k_ф^2$ для *всех* суток расчетного периода и сопоставив их с его значением для дня контрольных замеров, что практически невозможно.

Расчеты $k_ф^2$ для суточных графиков недельного интервала, проведенные для предприятий различных отраслей, показали, что эта погрешность колеблется в интервале 0,5–2,5 %. Для обобщенного анализа можно принять эту погрешность равной 1,5 %. Этот вид погрешности проявляется во всех методах.

Методическая погрешность приближенных формул

Методическую погрешность приближенных формул (2.16) и (2.17) определяют по формулам (прил. 1), %:

при $0{,}2 \le k_з < 0{,}85$ $\quad \delta_{пр} = 25 - 20\,k_з$; (5.24)

при $0{,}85 \le k_з \le 1{,}0$ $\quad \delta_{пр} = 53{,}3\,(1 - k_з)$. (5.25)

Погрешность расчета потерь мощности, обусловленная погрешностями данных об узловых нагрузках

Известно, что сумма полученных по контрольным замерам нагрузок узлов в конкретный интервал времени часто существенно отличается от суммарной нагрузки сети в целом. В связи с этим применяются процедуры балансировки нагрузок узлов и суммарной нагрузки (см. п. 2.1.6). Очевидно, что режим, полученный таким образом (сбалансированный режим), отличается от неизвестного фактического режима, хотя и удовлетворяет условию баланса.

При наличии экспертной оценки погрешности нагрузки в каждом узле $\delta_{н\,i}$, %, погрешность в потерях мощности, рассчитанных для сбалансированного режима $\delta_{у.\,сб}$, %, определяют по формуле (прил. 4)

$$\delta_{у.сб} = \frac{2}{P_\Sigma\,\Delta P}\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(ac_i - \Delta P)^2\,\delta_{н\,i}^{\,2}\,P_i^2}, \qquad (5.26)$$

где P_i – нагрузки узлов;

P_Σ – суммарная нагрузка сети;

$$a = P_\Sigma / U^2 \quad \text{и} \quad c_i = \sum_{j=1}^{n} P_j\,R_{ij}, \qquad (5.27)$$

где R_{ij} – собственные (при $i = j$) и взаимные (при $i \ne j$) узловые сопротивления сети.

При расчете потерь в радиальных сетях 35–110 кВ суммарная нагрузка сети может быть неизвестна (отсутствует система головного учета). Неизвестна суммарная нагрузка сети и при проектировании сети – ее получают в процессе расчета как сумму нагрузок узлов и потерь в сети. В этом случае балансировать узловые нагрузки не с чем и формула для погрешности в потерях мощности имеет вид:

$$\delta_{у.нб} = \frac{2}{U^2\,\Delta P}\sqrt{\sum_{i=1}^{n} c_i^2\,P_i^2\,\delta_{н\,i}^2}. \qquad (5.28)$$

Примеры расчета погрешностей расчета потерь электроэнергии, обусловленных погрешностями данных об узловых нагрузках, приведены в прил. 4. Из известных программ их расчет для конкретной сети реализован только в программах комплекса «РАП-стандарт».

Информационная погрешность расчета τ и $k_ф^2$ по приближенным формулам

Такую погрешность, обусловленную погрешностью используемого в расчете значения $k_з$, определяют по формулам (прил.4):

$$\delta_{кз\,\tau} = \frac{1+4k_з}{1+2k_з}\,\delta_{кз} = k_1\,\delta_{кз} \qquad \delta_{кз.кф} = \frac{\delta_{кз}}{(1+\delta_{кз})(1+2k_з)} = \frac{k_2\,\delta_{кз}}{(1+\delta_{кз})}, \qquad (5.29)$$

где $\delta_{кз}$ – информационная погрешность значения $k_з$.

В табл. 5.3 приведены результаты расчета суммарных погрешностей методов 1–3 для сетей различных номинальных напряжений при погрешностях в нагрузках узлов $\delta_н = \pm 10$ %, в коэффициенте заполнения графика $\delta_{кз} = \pm 10$ % (погрешности обозначены δ_τ и $\delta_{кф}$), а также погрешности методов 1 и 2 при использовании τ и $k_ф^2$,

определенных непосредственно по графикам нагрузки по формулам (2.4) и (2.5); последние обозначены $\delta_{\tau\,гр}$ и $\delta_{кф\,гр}$. Эти погрешности соответствуют расчетам по известной схеме сети. Буквой «а» обозначены методы, использующие приближенные формулы (2.16) и (2.17) для определения τ и $k_ф^2$ и не использующие корректирующие коэффициенты $k_р$, определяемые по формулам (2.30) – (2.32); буквой «б» – методы, использующие точные формулы (2.4) и (2.5) для определения τ и $k_ф^2$, но не использующие корректирующие коэффициенты $k_р$; буквой «в» – методы, использующие точные формулы (2.4) и (2.5) для определения τ и $k_ф^2$ и корректирующие коэффициенты $k_р$. В табл. 5.3 приведены также классы точности методов, представляющие собой их обобщенные характеристики, которые можно использовать для идентификации методов. Они установлены в виде двух цифр: для сетей 35–220 кВ и для сетей 0,4–20 кВ (в таблице приведены через дробь).

Данные табл. 5.3 показывают, что точность расчетов потерь существенно повышается, если использовать для определения τ и $k_ф^2$ точные формулы (2.4) и (2.5) и применять корректирующие коэффициенты $k_р$. В этом случае приемлемую точность показывает даже метод 1. Характеристики рекомендуемых методов выделены в таблице полужирным шрифтом.

Погрешности расчета нагрузочных потерь в одном элементе (токоограничивающий реактор, трансформатор СН подстанции и т. п.) включают в себя лишь две составляющие – методическую и информационную погрешность расчета τ или $k_ф^2$ по приближенным формулам.

Таблица 5.3

Погрешности расчета потерь электроэнергии и классы точности методов

Метод	Погрешность расчета потерь, %				Класс точности метода, 35–220/0,4–20 кВ
	в замкнутой сети	в линии 35–110 кВ	в фидере 6–20 кВ	в линии 0,4 кВ	
1а	17,3	24,2	29,3	34,9	20/30
1б	7,9	11,4	16,5	22,0	10/20
1в	4,5	5,5	10,7	15,5	5/12
2а	13,8	18,5	23,1	27,2	15/25
2б	6,9	9,6	13,9	17,2	8/15
2в	**2,6**	**2,8**	**7,5**	**10,2**	**3/9**
3	**1,6**	**1,6**	**1,6**	**1,6**	**2**

Погрешности расчета потерь электроэнергии в сетях 0,4 кВ по обобщенным данным о схемах

В связи с обилием допущений, принятых при выводе формул (2.53) – (2.57), осуществить фрагментарный учет влияния каждого допущения трудно. В формировании суммарной погрешности участвуют все погрешности, учтенные в табл. 5.3, и, кроме того, погрешности в величинах $k_{0,4}$, tgφ и $(1 - d_н)^2$. Если же оценить погрешность в $k_{0,4}$ на уровне 20 %, а в остальных двух величинах на уровне 10 %, то суммарная погрешность расчета потерь в одной линии по формулам (2.53) – (2.57) составит 37 % (класс точности 40).

Погрешность расчета потерь по измеренным потерям напряжения $\Delta U_{\%}$, даже при реальном проведении натурных измерений, не может быть меньше. В ее формировании участвуют все погрешности, перечисленные выше, кроме погрешностей в величинах $k_{0,4}$ и tgφ (значение $\Delta U_{\%}$ учитывает влияние на режим tgφ). Однако прибавляется погрешность в величине $\Delta U_{\%}$. Она определяется классами точности приборов, используемых при измерениях, возможными разнонаправленными погрешностями приборов в начале и конце линии, трудностями одновременного снятия их показаний, случайными колебаниями нагрузки в течение измерений и т. п. Например, зафиксированное при измерениях значение $\Delta U_{\%}$ (при классах точности приборов 1,0) в действительности может соответствовать любому значению в диапазоне ($\Delta U_{\%} \pm 2$ %), то есть при измеренном $\Delta U_{\%} = 8$ % действительные потери напряжения могут быть и 6 %, и 10 %, что соответствует погрешности ±25 %. Поэтому класс точности этого метода также можно принять равным 40.

5.5.3. Порядок проведения интервального анализа

Программы комплекса РАП-стандарт определяют каждую расчетную величину в виде трех значений: среднего, максимального и минимального.

Выявление фидеров 6–20 кВ с повышенными коммерческими потерями осуществляют на основе сопоставления следующих величин:

отпуска электроэнергии в фидер $W_о$;

верхней границы интервала неопределенности технических потерь электроэнергии в фидере $\Delta W_{т.макс}$;

полезного отпуска электроэнергии потребителям, питающимся от данного фидера $W_{п.о}$;

верхней границы диапазона потерь электроэнергии, обусловленных инструментальными погрешностями учета электроэнергии $\Delta W_{уч.макс}$.

Гарантированное (минимальное) значение коммерческих потерь в фидере определяют по формуле

$$\Delta W_{\text{к. мин}} = \Delta W_{\text{отч}} - \Delta W_{\text{т. макс}} - \Delta W_{\text{уч. макс}}. \quad (5.30)$$

Количественные задания по снижению потерь для различных служб и подразделений определяют на основе расчета гарантированных значений составляющих потерь (границ интервалов неопределенности). Для этого используют интервалы неопределенности:

технических потерь;

потерь, обусловленных технически допустимыми погрешностями учета электроэнергии;

потерь, обусловленных нормативными допустимыми погрешностями учета.

Пример 5.1. Отчетные потери электроэнергии в сети составляют 11,2 %. Расчетное значение технических потерь составляет 7,1 % поступления электроэнергии в сеть, расход электроэнергии на СН подстанций 0,3 %; суммарное значение 7,4 %. Погрешность расчета технических потерь составила ±0,8 % поступления электроэнергии в сеть. В соответствии с этим интервал неопределенности суммы указанных двух составляющих потерь составляет от 6,6 до 8,2 %. Рассчитанный интервал потерь, обусловленных нормативными инструментальными погрешностями учета, составляет от 0,2 % переучета до 0,6 % недоучета, а обусловленных технически допустимыми погрешностями – от −0,1 % переучета до +0,8 % недоучета. Расчет резервов снижения технических потерь показал, что они находятся в диапазоне от 0,7 до 0,9 %.

Решение. Гарантированное (минимальное) значение коммерческих потерь по формуле (5.30) составляет $\Delta W_{\text{к. мин}} = 11{,}2 - 8{,}2 - 0{,}8 = 2{,}2$ %.

Гарантированная (минимальная) сумма технических потерь и расхода электроэнергии на СН подстанций составляет 6,6 %, поэтому потери гарантированной структуры равны 6,6 + 2,2 = 8,8 %.

Потери неопределенной структуры составляют $\Delta W_{\text{неопр}} = \Delta W_{\text{отч}} - \Delta W_{\text{гар}} = 11{,}2 - 8{,}8 = 2{,}4$ %.

Действительная сумма технических потерь и расхода электроэнергии на СН подстанций в соответствии с расчетом может достигать 8,2 %. Максимальная оценка коммерческих потерь соответствует предположению, что технические потери в действительности не превышают 6,6 %, а система учета приводит к переучету в 0,1 % (левая граница диапазона). Тогда коммерческие потери составят 11,2 + 0,1 – 6,6 = 4,7 %.

Потери неопределенной структуры не могут быть гарантированно отнесены к техническим или коммерческим потерям. Улучшение

в перспективе качества информации, используемой при расчетах технических потерь, и характеристик системы приборного учета приведет к снижению потерь неопределенной структуры и увеличению гарантированных значений технических и коммерческих потерь.

Графическое изображение структуры потерь приведено на рис. 5.1 (для простоты в технические потери включен и расход электроэнергии на СН подстанций).

При определении количественных заданий по снижению потерь персоналу различных подразделений логично пользоваться гарантированными значениями составляющих. Потери, обусловленные несоответствием системы учета электроэнергии реальным нагрузкам присоединений, составляют 0,8 – 0,6 = 0,2 %. Снижение недоучета как минимум на это значение рассматривается как задача метрологических служб.

Персоналу сбытовых подразделений ставится задача снижения хищений в перспективе минимум на 2,2 % отпуска электроэнергии в сеть (на планируемый период это может быть, например, 0,5 %), персоналу сетей – снижение технических потерь в перспективе минимум на 0,7 % (минимальные резервы, выявленные в результате расчетов технических потерь).



Рис. 5.1. Интервальный анализ структуры потерь электроэнергии

Интервальный анализ структуры потерь электроэнергии целесообразно проводить по форме табл. 5.4. Такая форма включает в себя данные, получаемые по приборам учета электроэнергии и из расчетов по программам комплекса РАП-стандарт (составляющих технологических потерь электроэнергии и резервов их снижения). В результате анализа получают структуру потерь электроэнергии (в том числе и коммерческих потерь) в интервальной форме.

Составляющие потерь, получаемые расчетным путем, представляют в виде трех указанных выше значений. Показания приборов учета являются детерминированными (пп. 2, 6, 10, 18 и 23), поэтому их значения одинаковы в каждом столбце. Значения, приведенные в образце заполненной формы обычным шрифтом, являются исходными. Значения, выделенные полужирным шрифтом, являются результатами операций, производимых над исходными данными.

Для определения минимального и максимального значений суммарного показателя, являющегося суммой или разностью других показателей, выраженных в интервальной форме, вначале определяют интервал неопределенности каждого показателя

$$dW = W_{мин} - W_{макс}, \qquad (5.31)$$

а затем интервал неопределенности суммарного показателя по формуле

$$W = W_{ср} \pm \frac{1}{2}\sqrt{dW_n^2 + dW_m^2 + \ldots + dW_k^2}, \qquad (5.32)$$

где $W_{ср}$ – значение суммы (разности) средних значений показателей;
n, m, k – номера суммируемых показателей.

Если из детерминированного значения вычитают значение, заданное в интервальной форме, результаты меняют местами: разность детерминированного и максимального значений дает минимальное значение результата, и наоборот. Например, интервал неопределенности показателя п. 4 табл. 5.4, являющегося суммой показателей пп. 1, 2 и 3, определяют следующим образом:

$W_{ср} = 84{,}1 + 3{,}0 + 15{,}6 = 102{,}7$ млн кВт·ч;

$dW_1 = 88{,}3 - 79{,}9 = 8{,}4$ млн кВт·ч;

$dW_2 = 0$;

$dW_3 = 21{,}4 - 9{,}8 = 11{,}6$ млн кВт·ч;

$W_4 = W_{ср} \pm \frac{1}{2}\sqrt{8{,}4^2 + 11{,}6^2} = 102{,}7 \pm 7{,}2 = 95{,}5 \div 109{,}9$ млн кВт·ч.

Расчет значений табл. 5.4 может быть осуществлен с помощью программы СП-ст комплекса РАП-стандарт. В каждой строке табл. 5.4 приведены ссылки на конкретные программы комплекса, по которым рассчитывают требуемые данные, являющиеся исходными для программы СП–ст.

Таблица 5.4

Интервальный анализ структуры потерь электроэнергии

№ п/п	Показатель (источник получения)	Среднее значение потерь, млн кВт·ч	Границы интервала неопределенности, млн кВт·ч	
			минимум	максимум
	Сети 110 кВ и выше			
1	Технические потери в сетях 110 кВ и выше, всего в том числе:	**84,1**	**79,9**	**88,3**
1.1	нагрузочные, всего	**41,0**	**38,0**	**44,0**
	в основной сети (РАП-ОС)	37,5	34,5	40,5
	в радиальных сетях (РАП-110)	3,5	3,1	3,9
1.2	холостого хода, всего	**24,0**	**22,5**	**25,5**
	в основной сети (РАП-ОС)	20,0	18,5	21,5
	в радиальных сетях (РАП-110)	4,0	3,7	4,3
1.3	на корону, всего	**13,0**	**11,5**	**15,5**
	в основной сети (РАП-ОС)	12,0	9,5	14,5
	в радиальных сетях (РАП-110)	1,0	0,8	1,2
1.4	из-за токов утечки по изоляторам ВЛ (РОСП)	3,4	2,8	4,0
1.5	в изоляции кабельных линий 110 кВ (РОСП)	1,2	1,1	1,3
1.6	в компенсирующих устройствах, работающих на сети 110 кВ и выше (РОСП)	1,1	0,9	1,3
1.7	в измерительных трансформаторах 110 кВ и выше и трансформаторах 6–20 кВ, присоединенных к подстанциям 110 кВ до счетчиков технического учета на вводах 6–20 кВ (РОСП)	0,4	0,3	0,5
2	Расход на СН подстанций 110 кВ и выше с присоединением трансформатора СН до счетчика технического учета на вводах 6–20 кВ (энергосбыт)	3,0	3,0	3,0
3	Недоучет электроэнергии, обусловленный технически объяснимой инструментальной погрешностью системы учета в сетях 110 кВ и выше (РАПУ)	15,6	9,8	21,4

Продолжение табл. 5.4

№ п/п	Показатель (источник получения)	Среднее значение потерь, млн кВт·ч	Границы интервала неопределенности, млн кВт·ч	
			минимум	максимум
4	Технологические потери в сетях 110 кВ и выше (п. 1 + п. 2 + п. 3)	**102,7**	**95,5**	**109,9**
	Сети 35 кВ			
5	Технические потери в сетях 35 кВ, всего в том числе:	**7,2**	**6,75**	**7,65**
5.1	нагрузочные (РАП-110)	2,8	2,5	3,1
5.2	холостого хода (РАП-110)	3,1	2,9	3,3
5.3	из-за токов утечки по изоляторам ВЛ (РОСП)	0,3	0,2	0,4
5.4	в изоляции кабельных линий 35 кВ (РОСП)	0,1	0,05	0,15
5.5	в компенсирующих устройствах, работающих на сети 35 кВ (РОСП)	0,7	0,5	0,9
5.6	в измерительных трансформаторах 35 кВ и трансформаторах 6–20 кВ, присоединенных к подстанциям 35 кВ до счетчиков технического учета на вводах 6–10 кВ силовых трансформаторов (РОСП)	0,2	0,1	0,3
6	Расход на СН подстанций 35 кВ с присоединением трансформатора СН до счетчиков технического учета (энергосбыт)	0,6	0,6	0,6
7	Недоучет электроэнергии, обусловленный технически объяснимой инструментальной погрешностью системы учета в сетях 35 кВ (РАПУ)	1,4	0,9	1,9
8	Технологические потери в сетях 35 кВ и выше (п. 5 + п. 6 + п. 7)	**9,2**	**8,55**	**9,85**
	Сети 6–20 кВ			
9	Технические потери в сетях 6–20 кВ, всего в том числе:	**51,9**	**49,6**	**54,2**
9.1	нагрузочные (РАП-10)	15,7	14,3	17,1
9.2	холостого хода (РАП-10)	32,1	30,3	33,9

Продолжение табл. 5.4

№ п/п	Показатель (источник получения)	Среднее значение потерь, млн кВт·ч	Границы интервала неопределенности, млн кВт·ч	
			минимум	максимум
9.3	из-за токов утечки по изоляторам ВЛ (РОСП)	0,3	0,2	0,4
9.4	в изоляции кабельных линий 6–20 кВ (РОСП)	0,1	0,05	0,15
9.5	в компенсирующих устройствах 6–20 кВ (РОСП)	3,2	3,0	3,4
9.6	в измерительных трансформаторах 35 кВ и выше и трансформаторах 6–20 кВ, присоединенных к подстанциям 35 кВ и выше после счетчиков технического учета на вводах 6–20 кВ силовых трансформаторов (РОСП)	0,5	0,4	0,6
10	Расход на СН подстанций 35 кВ с присоединением трансформатора СН нужд после счетчика технического учета на вводах 6–10 кВ силовых трансформаторов (энергосбыт)	4,1	4,1	4,1
11	Недоучет электроэнергии, обусловленный технически объяснимой инструментальной погрешностью системы учета в сетях 6–20 кВ (РАПУ)	–1,8	–4,4	0,8
12	Технологические потери в сетях 6–20 кВ (п.9 + п.10 + п.11)	**54,2**	**50,7**	**57,7**
	Сети 0,4 кВ			
13	Технические потери в сетях 0,4 кВ (РАП-10)	32,4	28,3	36,5
14	Недоучет электроэнергии, обусловленный технически объяснимой инструментальной погрешностью системы учета в сетях 0,4 кВ (РАПУ)	15,2	12,6	17,8
15	Технологические потери в сетях 0,4 кВ (п. 13 + п. 14)	**47,6**	**42,7**	**52,5**

Продолжение табл. 5.4

№ п/п	Показатель (источник получения)	Среднее значение потерь, млн кВт·ч	Границы интервала неопределенности, млн кВт·ч	
			минимум	максимум
	Суммарные потери			
16	Суммарные технологические потери (п. 4 + п. 8 + п. 12 + п. 15) = = (п. 16.1 + п. 16.2 + п. 16.3), в том числе:	**213,7**	**205,6**	**221,8**
16.1	суммарные технические потери (п. 1 + п. 5 + п. 9 + п. 13)	**175,6**	**169,3**	**181,9**
16.2	суммарный расход на СН подстанций (п. 2 + п. 6 + п. 10)	**7,7**	**7,7**	**7,7**
16.3	недоучет электроэнергии, обусловленный технически объяснимой инструментальной погрешностью системы учета (п. 3 + п. 7 + п. 11 + п. 14)	**30,4**	**25,3**	**35,5**
17	Суммарные резервы снижения технических потерь – расчетный эффект от МСП, всего, в том числе:	**15,4**	**11,8**	**19,0**
	в сетях 110 кВ и выше (РАП-ОС, РАП-110);	5,2	3,9	6,5
	в сетях 35 кВ (РАП-110);	0,5	0,4	0,6
	в сетях 6–20 кВ и ниже (РАП-10)	9,7	7,6	11,8
18	Нормативный расход на СН подстанций (РОСП)	7,0	7,0	7,0
19	Резервы снижения расхода электроэнергии на СН подстанций (п. 16.2 – п. 18)	**0,7**	**0,7**	**0,7**
20	Недоучет электроэнергии, обусловленный нормативной инструментальной погрешностью системы учета в сетях всех напряжений (РАПУ)	16,3	11,8	20,8
21	Резервы снижения недоучета электроэнергии (п. 16.3 – п. 20)	**14,1**	**7,3**	**20,9**
22	Суммарные резервы снижения технологических потерь (п. 17 + п. 19 + п. 21)	**30,2**	**22,5**	**37,9**

Окончание табл. 5.4

№ п/п	Показатель (источник получения)	Среднее значение потерь, млн кВт·ч	Границы интервала неопределенности, млн кВт·ч	
			минимум	максимум
23	Отчетные потери (энергосбыт)	280,0	280,0	280,0
24	Коммерческие потери (п. 23 – п. 16)	**66,3**	**58,2**	**74,4**

5.6. Нормативные характеристики потерь электроэнергии

5.6.1. Общие положения методики расчета

Из четырех составляющих потерь наиболее сложной для представления в форме, ясной для сотрудников контролирующих органов, являются технические потери (особенно их нагрузочная составляющая), так как они представляют собой сумму потерь в сотнях и тысячах элементов. Выходом из положения является использование нормативных характеристик технологических потерь (НХТП), представляющих собой зависимости потерь от составляющих поступления электроэнергии в сеть и ее отпуска из сети, отражаемых в балансе.

Нормативные характеристики рассчитывают на основе результатов расчета всех составляющих потерь. Параметры (коэффициенты) НХТП достаточно стабильны и поэтому, однажды рассчитанные, согласованные и утвержденные, они могут использоваться для нормирования потерь и оценки влияния на потери изменяющейся структуры баланса в течение длительного времени – до тех пор, пока не произойдет существенных изменений схем сетей. При нынешнем, весьма низком, уровне сетевого строительства НХТП, рассчитанные для существующих схем сетей, могут использоваться в течение 5–7 лет. Погрешность обобщения расчетных потерь в виде НХТП не превышает 2 %. Учитывая, что расчетное значение суммарных потерь в сетях всех напряжений имеет погрешность порядка 6–8 %, общая погрешность с учетом квадратичного сложения составляющих составит 6,3–8,2 %. Поэтому использование НХТП практически не загрубляет оценку потерь и в то же время обеспечивает ее простоту и наглядность. В случае же ввода в работу или вывода из работы в этот период существенных элементов электрических сетей НХТП дает надежные базовые значения потерь, относительно которых может оцениваться влияние проведенных изменений схемы сети на потери.

Нагрузочные потери электроэнергии в радиальных сетях зависят от одного фактора – отпуска электроэнергии в сеть, поэтому их нормативная характеристика представляет собой простое выражение:

$$\Delta W_{н} = A\frac{W^2}{Д}. \qquad (5.33)$$

Нормативная характеристика потерь холостого хода имеет еще более простой вид:

$$\Delta W_{х} = C\,Д. \qquad (5.34)$$

Значение коэффициента C определяют на основе рассчитанных потерь холостого хода по формуле

$$C = \Delta W_{х}/Д \qquad (5.35)$$

или на основе потерь мощности холостого хода $\Delta P_{х}$:

$$C = 24\,\Delta P_{х}. \qquad (5.36)$$

Коэффициенты A и C характеристики суммарных потерь в n радиальных линиях 35, 6–20 или 0,4 кВ определяют по формулам:

$$A = \sum_{i=1}^{n} A_i \left(\frac{W_i}{W_{\Sigma}}\right)^2; \qquad (5.37)$$

$$C = \sum_{i=1}^{n} C_i, \qquad (5.38)$$

где A_i и C_i – значения коэффициентов для входящих в сеть линий;
W_i – отпуск электроэнергии в i-ю линию;
W_{Σ} – то же, во все линии в целом.

Коэффициенты A и C для сетей 6–20 или 0,4 кВ в целом при наличии их значений, рассчитанных для ограниченной выборки линий ($A_{в}$ и $C_{в}$), определяют по формулам:

$$A = A_{в}\frac{W_{в}}{W_{\Sigma}}; \qquad (5.39)$$

$$C = C_{в}\frac{W_{\Sigma}}{W_{в}}, \qquad (5.40)$$

где $W_{в}$ – отпуск электроэнергии в линии выборки;
W_{Σ} – отпуск в сеть 6–20 или 0,4 кВ в целом.

Относительный недоучет электроэнергии $\Delta W_{уч}$ зависит от объемов отпускаемой энергии: чем ниже объем, тем ниже токовая загрузка ТТ и тем больше отрицательная погрешность. Определение средних значений недоучета проводят за каждый месяц года и в нормативной характеристике месячных потерь они отражаются индивидуальным слагаемым для каждого месяца, а в характеристике годовых

потерь – суммарным значением. Таким же образом отражаются в нормативной характеристике потери, обусловленные погодными условиями, $\Delta W_{пог}$ и расход электроэнергии на СН подстанций $W_{ПС}$, имеющие различные значения для разных месяцев года.

НХТП в радиальной сети имеет вид:

$$\Delta W_{норм} = A\frac{W^2}{Д} + C\,Д + \Delta W_{м}, \qquad (5.41)$$

где $\Delta W_{м}$ – сумма описанных выше трех составляющих:

$$\Delta W_{м} = \Delta W_{уч} + \Delta W_{пог} + W_{ПС}. \qquad (5.42)$$

Значения $\Delta W_{м}$ существенно различны для разных месяцев года.

НХТП в сетях объекта, на балансе которого находятся сети напряжением 6–20 и 0,4 кВ (сети коммунальных предприятий), определяется следующим образом:

$$\Delta W_{норм} = A_{6-20}\frac{W_{6-20}^2}{Д} + A_{0,4}\frac{W_{0,4}^2}{Д} + C\,Д + \Delta W_{м}, \qquad (5.43)$$

где W_{6-20} – отпуск электроэнергии в сети 6–20 кВ, млн кВт·ч, за вычетом отпуска потребителям непосредственно с шин 6–20 кВ подстанций 35–220/6–20 кВ и электростанций;
$W_{0,4}$ – то же, в сети 0,4 кВ;
A_{6-20} и $A_{0,4}$ – коэффициенты характеристики.

Простота расчета НХТП для радиальных сетей (непосредственно по результатам расчета потерь) обусловлена тем, что в этих сетях нагрузочные потери зависят лишь от одного фактора – отпуска электроэнергии в сеть W. Потери в основной сети зависят, как уже говорилось выше, от достаточно большого числа факторов, как правило, 5–10. Для выявления их влияния на потери необходимо провести вариантные расчеты при различных сочетаниях значений таких факторов. В силу нелинейного характера влияния факторов на нагрузочные потери необходимо провести расчеты потерь как минимум при трех значениях каждого фактора, а затем на основе аппроксимации результатов вариантных расчетов получить зависимость нагрузочных потерь от факторов. Такую аппроксимацию проводят по программе РНХ-ст.

Особенности режимов замкнутых сетей приводят к появлению в аппроксимирующей зависимости не только квадратичных членов, что естественно для нагрузочных потерь, но и линейных членов и постоянной составляющей. В связи с этим НХТП для основной сети имеет более сложный вид:

$$\Delta W_{норм} = \sum_{i=1}^{m}\sum_{j\geq 1}^{m} A_{ij}\frac{W_i W_j}{Д} + \sum_{i=1}^{m} B_i W_i + C\,Д + \Delta W_{м}. \qquad (5.44)$$

Для линий с реверсивными перетоками, выраженными двумя значениями – поступления $W_{\text{п}}$ и отпуска $W_{\text{о}}$, – в формулу (5.44) подставляют эквивалентное значение, определяемое по формуле (прил. 5)

$$W^2_{\text{экв}} = W^2_{\text{р.о}} + W^2_{\text{р.п}} - W_{\text{р.о}} W_{\text{р.п}}, \qquad (5.45)$$

а в качестве произведений факторов – значение, определяемое по формуле

$$W_i W_j = W_{\text{р.о}\,i} W_{\text{р.о}\,j} + W_{\text{р.п}\,i} W_{\text{р.п}\,j} - W_{\text{р.п}\,i} W_{\text{р.о}\,j}. \qquad (5.46)$$

При расчете по формуле (5.46) i-м фактором считается фактор с меньшим значением отношения $W_{\text{р.о}}/(W_{\text{р.о}} + W_{\text{р.п}})$. Расчетные значения отпуска $W_{\text{р.о}}$ и поступления $W_{\text{р.п}}$ энергии, используемые в формулах (5.44) и (5.45), определяют по формулам:

$$W_{\text{р.о}} = W_{\text{о}} + \sqrt{W_{\text{о}} W_{\text{п}}}; \qquad (5.47)$$

$$W_{\text{р.п}} = W_{\text{п}} + \sqrt{W_{\text{о}} W_{\text{п}}}. \qquad (5.48)$$

Значения $W_{\text{п}}$ и $W_{\text{о}}$ в формулах (5.47) и (5.48) представляют собой положительные числа.

Нормативную характеристику нагрузочных потерь электроэнергии в замкнутых сетях можно определить на основе вариантных расчетов потерь электроэнергии, однако проще предварительно рассчитать характеристику нагрузочных потерь мощности и затем преобразовать ее коэффициенты. Характеристика нагрузочных потерь мощности имеет вид:

$$\Delta P_{\text{нагр}} = \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=i}^{n} a_{ij} P_i P_j + \sum_{i=1}^{n} b_i P_i + c, \qquad (5.49)$$

где $P_{i(j)}$ – значения мощностей, соответствующих отраженным в формуле (5.44) показателям;

a_{ij} и b_i – коэффициенты нормативной характеристики потерь мощности.

Преобразование коэффициентов характеристики потерь мощности в коэффициенты характеристики потерь электроэнергии производят по формулам:

$$A_{ij} = \frac{a_{ij}}{24} k_{\Phi}^2 10^3; \qquad (5.50)$$

$$B_i = b_i. \qquad (5.51)$$

Пример 5.2. Рассчитать коэффициенты НХТП для сети 10 кВ, потери электроэнергии в которой, рассчитанные для периода продолжительностью Д = 31 день при отпуске электроэнергии 475 млн кВт·ч, составили: нагрузочные потери 22,7 млн кВт·ч; потери холостого хода – 17,3 млн кВт·ч (суммарные потери 40,0 млн кВт·ч или 8,4 %).

Решение. По формулам (5.33) и (5.35) определяем:

$$A = \frac{22{,}7}{475^2} 31 = 0{,}0031;$$

$$C = 17{,}3 / 31 = 0{,}558.$$

Характеристика технических потерь имеет вид:

$$\Delta W_{6\text{-}20} = 0{,}0031 \frac{W^2_{6\text{-}20}}{\text{Д}} + 0{,}558\ \text{Д}.$$

Пример 5.3. Рассчитать НХТП для сети напряжением 35–220 кВ, представленной на рис. 5.2.

Суммарная нагрузка собственных потребителей на шинах 10 кВ подстанций в базовом режиме равна 42 МВт (100 %). Балансирующим

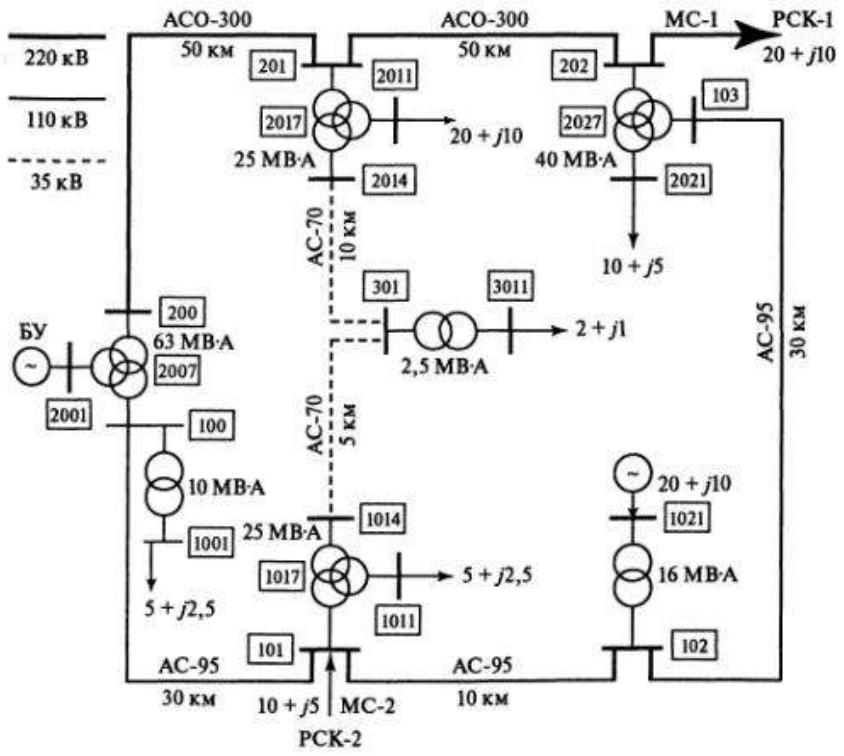


Рис. 5.2. Схема замкнутой сети 35–220 кВ

узлом (2001) является электрическая станция или узел присоединения к сети Федеральной сетевой компании. По межсистемной связи МС-1 энергия передается в соседнюю РСК (РСК-1), а по межсистемной связи МС-2 рассматриваемая РСК получает ее от РСК-2.

Решение. Вначале устанавливаем диапазоны варьирования факторов. Два дополнительных значения нагрузок собственных потребителей примем на уровнях 90 % базового значения (37,8 МВт) и 80 % (33,6 МВт). Варианты нагрузок межсистемных связей устанавливают в соответствии с диапазоном их изменений в реальных режимах. Для условий примера примем их отличающимися на ±5 МВт от базовых значений.

Результаты расчета потерь мощности для всех сочетаний нагрузок ($3^3 = 27$ вариантов), проведенного в автоматическом режиме по программе РАП–ОС-ст, приведены в табл. 5.5. Первые девять вариантов соответствуют базовому значению суммарной нагрузки собственных потребителей (42 МВт), вторые девять вариантов – 37,8 МВт, последние девять вариантов – 33,6 МВт. В качестве фактора P_0 (первый столбец) фиксировался суммарный отпуск в сеть для собственных потребителей (суммарная нагрузка на шинах 10 кВ плюс потери в сети).

Кроме суммарных потерь в расчете отдельно фиксировались потери по сетям напряжением 35, 110 и 220 кВ; нормативные характеристики определены для сети каждого напряжения. В табл. 5.5 приведены результаты расчета только суммарных потерь.

Результаты расчетов обработаны с помощью программы РНХ-ст. Полученные значения коэффициентов характеристики потерь мощности (для приведения к удобной размерности они увеличены в 10^3 раз) приведены в табл. 5.6.

В последнем столбце табл. 5.6 даны погрешности аппроксимации, соответствующие уровню вероятности 0,95 (удвоенные значения среднеквадратичных погрешностей). В таблице приведены также вычисляемые программой вклады составляющих зависимости (суммарные по всем вариантам) в суммарные потери. Их сумма с учетом знаков составляет 100 %.

Как следует из данных таблицы, наименьший вклад соответствует составляющим с коэффициентами a_{22} (7 %) и b_0 (–15 %). Может быть оценена возможность их исключения из зависимости с целью ее упрощения. Коэффициенты, полученные для зависимости без этих слагаемых, приведены в строке $\Delta P_{\text{Н}_\Sigma}$ (вариант 2). Так как погрешность увеличилась незначительно (с 3,8 до 4 %), указанные составляющие могут быть исключены из зависимости.

Таблица 5.5

Результаты вариантных расчетов потерь мощности

№ п/п	Значения факторов, МВт			Потери мощности, МВт	
	P_0	P_1	P_2	нагрузочные	холостого хода
1	43,76	20	–10	1,53	0,23
2	44,10	25	–10	1,89	0,21
3	43,51	15	–10	1,27	0,24
4	43,70	20	–15	1,46	0,24
5	43,98	25	–15	1,76	0,22
6	43,49	15	–15	1,24	0,25
7	43,89	20	–5	1,67	0,22
8	44,33	25	–5	2,13	0,20
9	43,60	15	–5	1,35	0,23
10	39,26	20	–10	1,22	0,24
11	39,50	25	–10	1,47	0,23
12	39,07	15	–10	1,02	0,25
13	39,24	20	–15	1,19	0,25
14	39,45	25	–15	1,41	0,24
15	39,09	15	–15	1,03	0,26
16	39,32	20	–5	1,29	0,23
17	39,61	25	–5	1,59	0,22
18	39,10	15	–5	1,06	0,24
19	34,84	20	–10	0,99	0,25
20	35,02	25	–10	1,18	0,24
21	34,70	15	–10	0,84	0,26
22	34,86	20	–15	0,99	0,26
23	35,01	25	–15	1,16	0,25
24	34,74	15	–15	0,87	0,27
25	34,85	20	–5	1,01	0,24
26	35,07	25	–5	1,24	0,23
27	34,70	15	–5	0,84	0,26

Таблица 5.6

Коэффициенты характеристик потерь мощности ($\times 10^3$)

Параметр	a_{00}	a_{11}	a_{22}	a_{01}	a_{02}	a_{12}	b_0	b_1	b_2	δ, %
$\Delta P_{нг}$ (вар. 1)	0,51	0,89	0,88	2,62	2,31	1,56	−4,74	−78,35	−93,41	3,8
ΔP_{220}	0,14	0,47	0,14	0,81	0,64	0,53	−1,61	−28,92	−25,28	4,6
ΔP_{110}	0,07	0,29	0,79	0,90	1,2	0,75	+3,15	−27,80	−44,26	4,0
ΔP_{35}	0,30	0,13	−0,05	0,91	0,47	0,28	−6,28	−21,63	−23,87	3,4
Вклады составляющих в $\Delta P_{нг}$, %	62,7	28,7	7,0	165,6	−73,0	−25,2	−15,0	−125,8	75,0	–
$\Delta P_{нг}$ (вар. 2)	0,40	1,11	–	2,79	2,31	1,49	–	−94,2	−109,2	4,0
ΔP_x	−0,02	−0,04	–	−0,06	−0,03	−0,03	–	1,4	−0,1	2,0
$\Delta P_\Sigma = \Delta P_{нг} + \Delta P_x$ (вар. 1)	0,38	1,07	–	2,73	2,28	1,46	–	−92,8	−109,3	–
ΔP_Σ (вар. 2)	0,36	1,06	–	2,76	2,20	1,49	–	−93,2	−106,7	3,3

Потери холостого хода при изменении нагрузок также изменяются (в соответствии с изменением напряжений в узлах), поэтому их также можно аппроксимировать квадратичным полиномом в зависимости от факторов P_0, P_1 и P_2. Очевидно, что в этой зависимости большой вес будет иметь постоянная составляющая, а коэффициенты при факторах в дальнейшем сложатся с коэффициентами зависимости нагрузочных потерь. Большинство коэффициентов характеристики потерь холостого хода имеют обратный знак по сравнению с коэффициентами характеристики нагрузочных потерь. Это соответствует физике процесса, так как при увеличении нагрузок напряжения в узлах сети снижаются. Нагрузочные потери при этом увеличиваются, а потери холостого хода снижаются (коэффициент корреляции нагрузочных потерь и потерь холостого хода в данном примере составил −0,92). Результаты аппроксимации потерь холостого хода, а также значения коэффициентов характеристики суммарных потерь мощности в основной сети, полученные сложением коэффициентов характеристик нагрузочных потерь и потерь холостого хода, приведены в табл. 5.6.

Окончательно характеристика потерь мощности имеет вид, МВт:

$$\Delta P = (0{,}38P_0^2 + 1{,}07P_1^2 + 2{,}73P_0P_1 + 2{,}28P_0P_2 + 1{,}46P_1P_2 - 92{,}8P_1 - 109{,}3P_2 + 293{,}5)10^{-3}, \quad (5.52)$$

где 293,5 – постоянная составляющая зависимости потерь мощности холостого хода.

Аппроксимация суммарных потерь (нагрузочных и холостого хода) привела к несколько отличным (в основном, чуть меньшим) значениям коэффициентов (последняя строка в табл. 5.6). При этом постоянная составляющая зависимости увеличилась до 318,3 за счет аппроксимационной постоянной составляющей нагрузочных потерь. Несмотря на некоторое снижение погрешности при аппроксимации суммарных потерь (обычно очень небольшое, в нашем примере – с 3,7 до 3,3 %), целесообразно все же проводить аппроксимацию нагрузочных потерь и потерь холостого хода отдельно – для более ясного отражения характеристикой их структуры.

Следует отметить, что количество членов характеристик потерь определяется только количеством факторов, а не сложностью схемы сети. Для сети любой сложности при трех факторах характеристики будут иметь одинаковый вид и отличаться лишь численными значениями коэффициентов.

Для преобразования коэффициентов характеристики потерь мощности в коэффициенты характеристики потерь электроэнергии применяют формулы (5.50) и (5.51). Коэффициенты формы графиков

нагрузки вычисляют по формуле (2.5) либо по (2.17). Для реверсивных межсистемных связей $k_{\phi}^2 = 1{,}33$. Для нереверсивных связей значение k_{ϕ}^2 рекомендуется принимать равным среднегеометрическому значению между 1,33 и k_{ϕ}^2 графика собственной нагрузки. Коэффициент формы $k_{\phi ij}^2$ при произведении факторов i и j вычисляют по формуле (прил. 1):

$$k_{\phi ij}^2 = 1 + r_{ij}\sqrt{\left(k_{\phi i}^2 - 1\right)\left(k_{\phi j}^2 - 1\right)}, \qquad (5.53)$$

где $k_{\phi i}$ и $k_{\phi j}$ – коэффициенты формы графиков i и j;

r_{ij} – коэффициент корреляции потоков активной мощности i-го и j-го факторов, рассчитываемый по режимным данным. При отсутствии данных о r_{ij} приходится принимать предположение о независимости факторов ($r_{ij} = 0$). Тогда $k_{\phi ij}^2 = 1$.

Коэффициенты формы графиков должны быть определены на стадии формирования НХТП и введены в нее в виде постоянных значений. При использовании НХТП их корректировка не предусматривается, так как характеристики графиков нагрузки не входят в состав параметров, регистрируемых в официальной отчетности.

Предположив в условиях примера, что все значения $k_{\phi}^2 = 1{,}1$, получим с учетом формул (5.50) и (5.51) следующую характеристику технических потерь электроэнергии в основной сети:

$$\Delta W = \frac{10^{-3}}{Д}(17{,}4W_0^2 + 49{,}1W_1^2 + 125{,}1W_0W_1 + \\ + 104{,}5W_0W_2 + 66{,}9W_1W_2) - 0{,}093W_1 - 0{,}109W_2 + 7{,}044\,Д\,10^{-3}, \qquad (5.54)$$

где $7{,}044 = 293{,}5 \cdot 24 \cdot 10^{-3}$ – потери электроэнергии холостого хода за сутки, тыс. кВт·ч (с учетом еще одного множителя 10^{-3} в формуле (5.54) потери холостого хода окажутся выраженными в млн кВт·ч). Значения энергии в (5.54) подставляют с учетом знака – с плюсом для отпуска энергии из сети и с минусом для поступления в сеть.

Как следует из изложенного, НХТП представляет собой компактное выражение, в котором сотни тысяч элементов сети «сжаты» до нескольких коэффициентов при факторах, значения которых отражаются в официальной отчетности. Проверка правильности расчета НХТП для базового периода проста: значение потерь, определенное по НХТП, должно соответствовать потерям, рассчитанным по схемам сетей. Проверка правильности расчета потерь с помощью программных средств осуществляется в соответствии с порядком, описанным в пп. 5.1.2 и 5.3.

5.6.2. Расчет нормативных характеристик потерь при большом числе факторов

При переборе всех вариантов значений факторов число расчетов потерь растет в геометрической прогрессии. При пяти факторах число вариантов расчета потерь составляет 243, а при десяти – 59 049. Вместе с тем не все факторы имеют сильные взаимные связи, которые отражаются в НХТП членами с произведениями факторов. Многие «небольшие» факторы имеют в НХТП значимые слагаемые, являющиеся произведениями их нагрузки и суммарной нагрузки собственных потребителей, и практически незначимые произведения с другими такими же факторами. Такие факторы в дальнейшем называются автономными. Варьирование этих факторов может быть проведено с одновременным варьированием только суммарной нагрузки сети (отпуска собственным потребителям без учета нагрузок межсетевых связей, являющихся самостоятельными факторами), а остальная (гораздо меньшая) часть их вклада в потери будет отражена небольшим изменением коэффициентов при основных факторах, варьируемых «по полному кругу». Это несколько снижает точность учета их влияния на потери (очень незначительно, учитывая малость их вклада), однако позволяет существенно снизить число вариантов расчета потерь.

Для выявления факторов, вклад в потери которых мал, целесообразно провести предварительное ранжирование факторов по степени их влияния на суммарные потери. Для этого после расчета базового режима (режим с нагрузками, относительно которых будет осуществляться варьирование их значений) производят поочередное изменение одного из факторов на δP в любую сторону и вновь проводят расчет режима. Если потери мощности в базовом режиме составили $\Delta P_б$, а в режиме с измененной на δP нагрузкой рассматриваемого фактора – ΔP, то оценочное значение вклада данного фактора в общие потери мощности составит, %:

$$p = (\Delta P_б - \Delta P)\frac{P}{\delta P\,\Delta P_б}100. \qquad (5.55)$$

Например, потери мощности в базовом режиме составили $\Delta P_б =$ = 15 МВт при нагрузке анализируемого фактора 70 МВт. При изменении нагрузки фактора до 50 МВт ($\delta P = 20$ МВт) потери составили 14,3 МВт. По формуле (5.55) оценочное значение вклада данного фактора в общие потери составит

$$p = (15 - 14{,}3)\frac{70}{20 \cdot 15}100 = 16{,}3\,\%.$$

Аналогичную операцию повторяют для каждого фактора, кроме отпуска в собственную сеть (этот фактор всегда значим и его необходимо включать в варьирование на трех уровнях значений). После каждого расчета значение измененного фактора возвращают на базовый уровень.

Коэффициенты НХТП для каждого из автономных факторов вычисляют на основе девяти вариантных расчетов, в которых на трех уровнях варьируют два фактора: рассматриваемый автономный фактор и нагрузку собственных потребителей при базовых значениях остальных факторов. Следует иметь в виду, что незначительный вклад автономного фактора в суммарные потери бывает существенным по отношению к собственному значению фактора.

На основании описанных девяти расчетов для i-го фактора вычисляют коэффициенты a и c зависимости

$$\Delta P_i = a_0 P_0^2 + a_{0i} P_0 P_i + a_{ii} P_{ii}^2 + c, \qquad (5.56)$$

где индексом 0 обозначена нагрузка собственных потребителей.

Значение c в формуле (5.56) отражает потери, обусловленные другими факторами, не варьируемыми в данном расчете. Составляющая потерь, вносимых i-м фактором, отражается вторым и третьим слагаемым формулы (5.56):

$$\delta P_i = a_{0i} P_0 P_i + a_{ii} P_{ii}^2. \qquad (5.57)$$

После расчета коэффициентов a_{0i} и a_{ii} проводят расчет с варьированием основных факторов. При этом значения автономных факторов фиксируют на базовом уровне. Потери, относимые на варьируемые основные факторы, в каждом варианте суммарной нагрузки P_0 определяют, вычитая из суммарных потерь в сети сумму значений δP_i, определенных по формуле (5.57) при соответствующем значении P_0 и базовых значениях P_{ii}. Так как при варьировании рассматривается три варианта потребления собственными потребителями, то расчету подлежат три значения суммарного вклада автономных факторов – при трех вариантах значения P_0. При проведении основного расчета первое из этих значений вычитают из суммарных нагрузочных потерь первой трети вариантов, второе – второй трети и третье – последней трети. Такую операцию выполняет программа РАП-ОС-ст в блоке вариантных расчетов на основе трех задаваемых значений вклада автономных факторов. Расчеты коэффициентов a_{0i} и a_{ii} в формуле (5.57) и коэффициентов a_{ij} и b_i в формуле (5.49) проводят с помощью программы РНХ-ст.

5.7. Программный комплекс РАП-стандарт

5.7.1. Состав программного комплекса

Программный комплекс состоит из 6 автономных программ:

РАП-ОС-ст – расчет технических потерь в замкнутых сетях напряжением 110 кВ и выше и потерь на корону и автоматическое проведение вариантных расчетов потерь для последующего расчета коэффициентов нормативных характеристик;

РНХ-ст – расчет коэффициентов нормативных характеристик технических потерь в замкнутых сетях 110 кВ и выше на основе результатов вариантных расчетов, проведенных по программе РАП-ОС-ст;

РАП-110-ст – расчет технических потерь и их нормативных характеристик в радиальных сетях 35–110 кВ;

РАП-10-ст – расчет технических потерь и их нормативных характеристик в распределительных сетях 6–20 и 0,4 кВ;

РОСП-ст – расчет технических потерь в следующем оборудовании сетей и подстанций:

КУ (СК и генераторы, работающие в режиме СК, БСК, СТК, шунтирующие реакторы);

соединительные провода и шины РУ подстанций;

трансформаторы СН;

токоограничивающие реакторы;

трансформаторы дугогасящих реакторов;

измерительные ТТ и ТН;

счетчики непосредственного включения;

ОПН и РВ;

устройства присоединения ВЧ-связи;

расчет потерь:

от токов утечки по изоляторам ВЛ;

в изоляции кабельных линий;

на корону (в линиях, не включенных в схему основной сети, или отдельно от расчета основной сети по программе РАП-ОС-ст);

расчет нормативного расхода электроэнергии на СН подстанций;

РАПУ-ст – расчет потерь, обусловленных погрешностями приборов учета электроэнергии, а также фактических и допустимых небалансов электроэнергии на объектах.

Комплекс разработан на основе баз данных системы FoxPro. Ограничения по объему исходных данных о схемах и нагрузках сетей отсутствуют. Работает с операционными системами Windows-95 и выше. В программах реализованы все методы расчета и анализа

потерь, описанные в предыдущих главах книги, за исключением метода расчета потерь в сетях 0,4 кВ на основе измеренных потерь напряжения в линии. Этот метод содержался в ранних вариантах программы, однако затем был исключен разработчиками в связи с его малой практической полезностью.

Программа СП-ст, осуществляющая интервальный анализ потерь в соответствии с алгоритмом, изложенным в п. 5.5, поставляется бесплатно по запросу пользователя, эксплуатирующего *все* программы комплекса (за исключением программ, относящихся к отсутствующим у пользователя сетям). Такой порядок обусловлен тем, что РАП-стандарт является единственным программным средством, рассчитывающим интервалы неопределенности потерь, а при отсутствии их расчета программа СП-ст не имеет исходных данных. Программа составлена в формате электронных таблиц Excel.

Поставка программ может производиться в двух исполнениях:

Тип А. Количество установок программ в подразделениях пользователя не ограничивается. В передаваемые копии программ поставщиком вводятся наименования организации пользователя и его подразделений, которые не могут быть изменены на месте. Данный тип исполнения программ целесообразен для сетевых предприятий, которые рассчитывают потери для своих сетей и не выполняют работы по договорам для других организаций. Преимущество этого типа исполнения очевидно для организаций, в которых к заполнению информации и расчетам привлекается большое число сотрудников в разных подразделениях – программы могут быть установлены на любом числе компьютеров во всех «уголках» сети, и если расчет потерь для этой части сети отдельно не проводится, то, по крайней мере, ввод информации будет произведен непосредственно в формате программ РАП-стандарт и передан в центр для создания общей базы данных.

Тип В. Передается комплект из двух рабочих мест с защитным компьютерным ключом. Данный тип исполнения программ целесообразен для организаций, выполняющих работы по договорам для других организаций, а также проводящих экспертизу расчетов. В этом случае наименования объектов вводятся расчетчиком в соответствии с производимым расчетом. Включение в комплект двух рабочих мест позволяет использовать программы одновременно на основном рабочем месте и при выезде в командировку. В связи с широким распространением комплекса РАП-стандарт в сетевых организациях работа экспертных организаций существенно облегчается за счет уже имеющейся базы данных сетей проверяемой организации.

Поставщик обеспечивает:

сопровождение и обновление программного комплекса в течение пяти лет с момента поставки. При выходе в течение этого срока новых нормативных документов в области расчета и нормирования технологических потерь электроэнергии в электрических сетях поставщик обязуется в течение 30 дней с момента их выхода привести программное обеспечение в соответствие с этими документами, поставить новые версии программ и представить пользователю новый сертификат;

обучение персонала всех подразделений проведению расчетов;

консультации в области расчета, анализа и нормирования потерь в электрических сетях, разъяснение требований нормативных документов и т. п.

5.7.2. Характеристики программ

Результаты расчетов по любой программе могут быть выданы в виде Excel-файла для последующей обработки, передачи по электронной почте и создания сводных форм результатов. Предусмотрена возможность объединения баз данных, набранных на различных компьютерах, и переформирования их структуры в случае изменения принадлежности отдельных частей сети, например, передачи части сетей в другое подразделение.

Программы расчетов по схемам сетей (РАП-ОС-ст, РАП-110-ст и РАП-10-ст) осуществляют их графическое отображение с выводом схемных параметров (марки проводов и длины участков линий, типы трансформаторов) и результатов расчета (потери в ветвях, напряжения в узлах).

Справочники данных о параметрах проводов и трансформаторов, внесенные в программы, не являются исчерпывающей информацией о возможных типах линий и трансформаторов. На практике в сети может использоваться уникальный элемент (например, недавно приобретенный трансформатор зарубежного производства). Справочники открыты, пользователь может добавлять в них новые данные.

Для хранения результатов помесячных расчетов предусмотрен архив, позволяющий определять суммарные значения потерь за любое количество месяцев.

Предусмотрена возможность определения результатов расчета потерь электроэнергии за предыдущие (не рассчитанные ранее) месяцы на основе их расчета за первый расчетный месяц. Эта возможность может использоваться при внедрении программы не с начала года. Программа рассчитывает потери холостого хода за предыдущие месяцы пропорционально числу дней, а нагрузочные потери –

пропорционально квадрату отношения отпуска энергии в каждый из предыдущих месяцев к отпуску в расчетном месяце с учетом соотношения количества рабочих и выходных дней в месяцах, определяемого по фактическому календарю.

Все структурные составляющие потерь выводятся в выходные формы и на печать в виде трех значений: расчетного значения и двух границ интервала неопределенности потерь (минимального и максимального значений), которые программы рассчитывают исходя из анализа параметров сети и полноты исходной информации о нагрузках, определяемой в соответствии с используемым методом расчета.

5.7.3. Сертификат, лицензия, аккредитация

Кто-то из великих сказал: «Умные слова придуманы для того, чтобы смущать слабые человеческие умы». В связи с юридическими процедурами, требующими подтверждения правильности представляемых результатов расчета потерь электроэнергии, перечисленные термины применяются в настоящее время достаточно широко. Вместе с тем пользователям программ значение этих терминов часто представляется в самом общем виде. Например, при вопросе предполагаемого покупателя программ: «Ваша фирма имеет лицензию?» ответ: «Мы являемся правообладателями этой программы» кажется ему ответом не по существу. Второй вопрос: «Ваша программа лицензирована?» Ответ: «Продукция не лицензируется, она может лишь подвергаться сертификации» приводит в замешательство. Ведь есть же требования об использовании только лицензионного программного обеспечения! Дадим пояснения к указанным терминам.

Лицензия – это документ, подтверждающий право предпринимателя (юридического или физического лица) заниматься определенным видом деятельности. Например, водительское удостоверение на английском языке называется *driver licence* (лицензия водителя) и подтверждает право водить автомобиль. Существует перечень видов деятельности, осуществлять которые можно, только получив *государственную* лицензию (обязательное лицензирование). В России этот перечень установлен Федеральным законом № 128-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности». В области электроэнергетики в перечень входит только один вид деятельности – деятельность по эксплуатации электрических сетей. Деятельность по разработке и продаже программ расчета потерь электроэнергии и других параметров режимов работы электрических сетей не требует лицензии. Более того, даже при желании получить такую лицензию невозможно. В законе прямо сказано, что введение лицензирования иных видов деятельности возможно только путем внесения дополнений в предусмотренный законом перечень (то есть через изменение закона).

Вместе с тем существуют положения об охране авторских прав на результаты интеллектуальной деятельности, изложенные в Гражданском кодексе РФ (ст. 1261, 1262 и др.). В соответствии с этими положениями автор программы может *по своему желанию* зарегистрировать ее в федеральном органе исполнительной власти по интеллектуальной собственности (тогда он становится ее официальным правообладателем). Передача правообладателем (лицензиаром) права на использование программы другому лицу (лицензиату) осуществляется на основе лицензионного договора. Правообладатель программы не может получить у кого-то лицензию на свою программу, он сам передает программу пользователю вместе с составляемым им лицензионным свидетельством о такой передаче. Поэтому вопрос: «У вас есть лицензия (лицензионное свидетельство) на программу?» может быть задан правоохранительными органами пользователю программы, а не ее правообладателю.

Поставщики широко используемого программного обеспечения (Windows, 1С «Бухгалтерия» и т. п.) должны иметь лицензию, выданную правообладателями этих программ и подтверждающую, что поставщику разрешено поставлять «чужие» программы (это не государственная лицензия, описанная выше). В этом случае юридически неточный термин «лицензионная программа» означает, что ее приобрели у лица, которому правообладатель дал разрешение (лицензию) на ее распространение.

Сертификат – это документ, подтверждающий соответствие характеристик товара требованиям, установленным в каком-либо официальном документе. Существует утверждаемая Правительством РФ номенклатура продукции, в отношении которой предусмотрена обязательная сертификация. Например, продовольственные товары не могут продаваться, если они не сертифицированы. Программы расчета потерь электроэнергии не входят в эту номенклатуру, поэтому могут передаваться без всякого сертификата.

Кроме обязательной сертификации законом предусмотрена *добровольная сертификация*. Она может быть осуществлена применительно к любой продукции по желанию ее производителя. На компьютерную программу также может быть получен сертификат. При рассмотрении программ в испытательном центре обычно проверяются их сервисные характеристики, так как в этой области существуют государственные стандарты (ГОСТ Р ИСО/МЭК 12119–2000,

ГОСТ 28195–89 и ГОСТ Р ИСО 9127–94). Требования этих стандартов имеют смысл для программ широкого пользования (не специализированных). Покупатель же специализированной программы сам может удостовериться, устраивают ли его ее сервисные характеристики. И если устраивают, то «сверка» своего решения с положениями стандартов (изложенных к тому же таким языком, что читатель вряд ли поймет, как его интересы корреспондируются с приводимыми требованиями!) имеет мало смысла.

Пользователи программ по расчету потерь электроэнергии вряд ли удовлетворятся сертификатом, подтверждающим, что у программы «дружественный интерфейс». Для предоставления расчета в службу по тарифам необходимо, чтобы было подтверждено соответствие заложенного в программу алгоритма расчета официально утвержденной методике таких расчетов (в настоящее время методика утверждена приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 326).

Испытательные центры (лаборатории) по программному обеспечению занимаются программами, решающими многочисленные технологические задачи в различных областях техники, и не могут иметь в своем штате специалистов по всем областям знаний. Для подтверждения соответствия алгоритма расчета утвержденной методике они вынуждены обращаться за экспертным заключением в профильные организации. На основании этого заключения и собственной проверки «дружественности интерфейса» испытательный центр составляет заключение о возможности выдачи сертификата, а уполномоченное подразделение Госстандарта России выдает сертификат.

Как правило, испытательные центры не знают организаций, которые являются головными по конкретной узкой технологической задаче, и обращаются за этой информацией к автору программы. Автор всегда найдет «дружественного специалиста», который даст нужное заключение. Поэтому наличие сертификата на программу по большому счету является фикцией, но оказывающей нужное воздействие на «слабые человеческие умы». Еще большей фикцией является сертификат на программу, рассчитывающую какие-либо технические параметры при отсутствии официально утвержденной методики таких расчетов. Здесь проверяется только «дружественность интерфейса», хотя пользователи считают, что раз есть сертификат, значит, кто-то одобрил и методику расчета. Увы.

Если инстанция, в которую представляются результаты расчета, требует сертификат, то поневоле надо приобретать программу, на которую автор позаботился его оформить. Авторы наиболее известных программ это делают.

Свидетельство об аккредитации – это документ, подтверждающий официальное признание органом по аккредитации компетентности физического или юридического лица выполнять работы в определенной области оценки соответствия. Например, испытательные центры различных видов продукции должны иметь аккредитацию Госстандарта России.

Правообладателем программного комплекса «РАП-стандарт» (лицензиаром) является ЗАО фирма «СЕЛЕЖ». Комплекс имеет сертификат, подтверждающий соответствие алгоритма расчета методике, изложенной в упомянутом приказе Минэнерго России. Испытательная лаборатория, на основании заключения которой выдан указанный сертификат, имеет аккредитацию Госстандарта России (иначе Госстандарт не выдал бы сертификат).

Глава 6. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

6.1. Структура мероприятий

Несмотря на то что понятие «мероприятие по снижению потерь электроэнергии» кажется ясным без особых разъяснений, необходимо все же конкретизировать, какие действия, направленные на снижение потерь, можно отнести к МСП.

Странным выглядело бы, например, такое мероприятие по снижению хищения денег, как закрывание сейфов на ключ. То, что их не закрывали, просто головотяпство, и наведение элементарного порядка не может считаться «мероприятием». Вместе с тем такие действия, как пломбирование крышек счетчиков и устранение вибрации их оснований приводятся в некоторых нормативных документах как МСП. Кажется, что для повышения эффективности работ по снижению коммерческих потерь необходимо сначала поставить счетчики на открытые места, где «и дождик их мочит, и кроет их пыль», а затем планировать МСП в виде установки защитных ящиков. Можно также выставить их на мороз, а потом (в качестве МСП, разумеется) заниматься установкой устройств их подогрева.

Приведем три обязательных условия, при которых действие, направленное на снижение потерь, можно считать мероприятием по их снижению.

Прежде всего, к МСП можно относить только мероприятия, снижающие потери в сети и в оборудовании, изначально функционирующих в нормальных технических условиях. Приведение условий в технически допустимые пределы не является МСП. Замена счетчиков на счетчики более высокого класса – это МСП; пломбирование крышек и устранение вибрации оснований счетчиков, устранение работы счетчиков в *недопустимых* условиях, проведение поверки и калибровки счетчиков с *просроченными* сроками и т. п. – нет. Замена ТТ с неоправданно высокими номинальными токами на более низкие – это МСП (так как и прежние ТТ работали в технически допустимых условиях), а устранение *перегрузки* их вторичных цепей – нет.

Сказанное относится и к МСП, требующим иногда существенных затрат. Автору приходилось на практике видеть уникальные случаи, например, фидер 10 кВ длиной более 160 км. В конце этого фидера напряжение было ниже 6 кВ. Разукрупнение такого фидера нельзя причислить к МСП (практически во всех сетях 0,4 кВ не соблюдались требования ГОСТ на качество электроэнергии), хотя происходящее при этом снижение потерь должно учитываться при определении норматива потерь.

Вторым условием является отсутствие отрицательного влияния мероприятия на безопасность персонала, качество выполнения им своих обязанностей, надежность электроснабжения и качество поставляемой электроэнергии. Продолжительность работ по плановому ремонту оборудования должна определяться в соответствии с технически и экономически обоснованными нормативами; ускорение таких работ увеличивает риск несчастного случая и снижает качество ремонта. Ставить задачу сокращения продолжительности плановых ремонтов по сравнению с нормативами неразумно. Нормативную же продолжительность аварийных ремонтов вообще трудно установить в силу неодинаковости последствий различных аварий одного и того же типа. Учитывая неоднозначную оценку полезности сокращения продолжительности плановых ремонтов и неопределенность исходного показателя в случае аварийных ремонтов (сокращать продолжительность – по сравнению с чем?), сокращение продолжительности ремонтных работ не может считаться поощряемым мероприятием по снижению потерь электроэнергии.

Третьим условием является выполнение конкретной работы именно с целью снижения потерь. Действия, приводящие к сопутствующему снижению потерь, не являются МСП. Например, основной целью проведения ремонтов ВЛ под напряжением является не снижение потерь, а сохранение во время ремонта возможности передачи требуемых объемов электроэнергии без ограничений и без снижения надежности электроснабжения, поэтому рассматривать эти работы как МСП нельзя. Кроме того, проведение ремонтов ВЛ под напряжением не снижает потери по сравнению с их фактическим значением, а только обеспечивает их неувеличение. Эффект от таких работ может быть определен по принципу «могло быть хуже». В то же время в существующей отчетности этот эффект *складывается* с эффектом от других мероприятий. При определении потерь после проведения МСП суммарный эффект, определенный таким образом, вычитается из начального значения потерь, что является очевидной ошибкой. Недопустимость включения таких работ в перечень МСП можно считать четвертым условием.

Кроме условий, при которых действие, направленное на снижение потерь, *можно считать* мероприятием по снижению потерь, необходимо отметить и условия, при которых МСП *можно включать* в нормативный документ, устанавливающий отчетность об их проведении. Перечень любых возможных МСП полезно приводить в учебной литературе. Условием же включения мероприятия в перечень *отчетных* МСП является, во-первых, наличие способа четкой количественной оценки его воздействия на потери, а во-вторых, хоть какая-то предварительная оценка его весомости. Эффективность МСП может оцениваться только в виде экономии киловатт-часов. Если способ количественной оценки отсутствует (хотя и ясно, что к какому-то положительному эффекту планируемые работы приведут), такое МСП не должно содержаться в нормативном документе, устанавливающем отчетность об их проведении. Устанавливать же отчетность по каждому мелкому МСП с присвоением ему кода (для последующей обработки) является, по мнению автора, рецидивом социалистической системы тотального планирования и необъяснимого желания знать, например, сколько же счетчиков в России в отчетном году перестало вибрировать. Отчетность по объемам проводимых МСП в единицах «количество расчетов» вообще не имеет никакой практической ценности. Еще более нелогичной является такая детальность в документах, представляемых на стадии планирования МСП.

Вопрос о необходимости отчетности о проведенных (и особенно о планируемых) МСП можно поставить и более кардинально. Проведение МСП является внутренним делом сетевой организации. В их проведении сетевая организация заинтересована в большей степени, чем организации, требующие такую отчетность. Все внешние воздействия на сетевую организацию в части потерь электроэнергии должны ограничиваться установлением норматива потерь. Устойчивость и надежность работы электрических сетей являются не менее важными показателями, чем уровень потерь, однако в этих областях отсутствует *централизованная система* планирования и отчетности мероприятий по повышению этих показателей. Отчетность о произошедших авариях имеет совсем другой смысл. Отчетность о планируемых и проведенных МСП только загружает ненужной работой специалистов сетевых организаций, она не применяется ни в одной стране мира с рыночной экономикой и, по мнению автора, должна быть отменена.

Требует уточнения и терминология в области МСП. Разделение МСП на организационные и технические не раскрывает их сути. Для проведения любого МСП требуются организационные усилия, и любое МСП является техническим (не гуманитарным же!).

Поэтому все действия, предшествующие реальному проведению МСП, целесообразно считать *«мероприятиями по организации работ по снижению потерь электроэнергии»*. В их число входят:

выпуск организационно-распорядительных документов, устанавливающих ответственность подразделений и конкретных лиц за различные участки работ по снижению потерь;

проведение мероприятий по повышению квалификации работников;

внедрение программного обеспечения расчетов потерь;

проведение расчетов по определению структуры потерь, анализ потерь с целью выявления мест с повышенными потерями, выбор МСП с оценкой их эффективности;

разработка плана МСП;

выделение средств и материальных ресурсов для приобретения необходимого оборудования, его доставки и установки;

разработка системы стимулирования персонала к снижению потерь электроэнергии;

введение системы контроля за проведением работ по снижению потерь электроэнергии и соответствующей системы их учета и анализа;

установление в договорах электроснабжения условий потребления реактивной энергии потребителями в соответствии с действующими нормативными документами.

Собственно же *мероприятиями по снижению потерь* являются практические действия, приводящие к реальному снижению потерь. Исходя из особенностей получения эффекта МСП могут быть разделены на следующие четыре группы:

мероприятия по улучшению режимов работы электрических сетей;

мероприятия по реконструкции электрических сетей, осуществляемые с целью снижения потерь;

мероприятия по совершенствованию системы учета электроэнергии;

мероприятия по снижению хищений электроэнергии.

Воздействие на потребителей с целью реализации ими режимов потребления реактивной энергии, установленных в договорах электроснабжения (в том числе за счет установки КУ в своих сетях) трудно считать мероприятием по снижению потерь, проводимым энергоснабжающей организацией, в силу отсутствия механизма такого воздействия. Потребитель вправе как устанавливать КУ, так и оплачивать повышенное потребление реактивной энергии. Во втором случае снижения потерь не происходит, энергоснабжающая организация лишь получает за них денежную компенсацию.

В чем может заключаться «воздействие», заставляющее потребителя выбрать именно первый путь? К тому же энергоснабжающая организация часто предпочитает получить денежную компенсацию, не особо настаивая на установке КУ. Более подробно эти вопросы рассмотрены в гл. 7.

К мероприятиям по улучшению режимов электрических сетей относятся:

реализация оптимальных режимов замкнутых электрических сетей 110 кВ и выше по напряжению и реактивной мощности;

установка и ввод в работу автоматических регуляторов напряжения на трансформаторах с РПН и автоматических регуляторов реактивной мощности на ее источниках;

установка на подстанциях средств ТИ параметров режима сети и средств АСКУЭ;

перевод неиспользуемых генераторов электростанций в режим СК при дефиците реактивной мощности в узлах сети;

проведение переключений в схеме сети, обеспечивающих снижение потерь электроэнергии за счет перераспределения ее потоков по линиям, в том числе за счет оптимизации мест размыкания контуров различных номинальных напряжений;

осуществление РН в центрах питания радиальных сетей 6–110 кВ, обеспечивающего минимальные потери электроэнергии в сети при допустимых отклонениях напряжения у потребителей электроэнергии;

размыкание линий 6–35 кВ с двухсторонним питанием в точках, обеспечивающих электроснабжение потребителей при минимальных суммарных потерях электроэнергии в сетях 6–35 кВ и выше и сохранении необходимой надежности электроснабжения;

отключение в режимах малых нагрузок одного из трансформаторов на подстанциях с двумя и более трансформаторами;

выравнивание нагрузок фаз в сетях 0,4 кВ.

К мероприятиям по реконструкции электрических сетей относятся:

разукрупнение подстанций, ввод дополнительных ВЛ и трансформаторов для разгрузки перегруженных (по экономическим, а не техническим условиям!) участков сетей, замена малозагруженных трансформаторов на подстанциях (в том числе и их перемещение на другие подстанции), ввод дополнительных коммутационных аппаратов, обеспечивающих возможность переключения участков сетей на питание от других подстанций, и т. п.;

ввод КУ на подстанциях сетевой организации;

ввод технических средств регулирования потоков мощности по линиям (трансформаторов с продольно-поперечным регулированием и вольтодобавочных трансформаторов).

Замену трансформаторов с ПБВ, переключение ответвлений которых возможно только при отключении трансформатора от сети, на трансформаторы с РПН, переключение ответвлений которых возможно и под нагрузкой, проводят, как правило, не для снижения потерь, а для обеспечения требуемого качества электроэнергии. Это обычно приводит и к сопутствующему снижению потерь электроэнергии. Если качество электроэнергии обеспечивалось и трансформатором с ПБВ, а установка трансформатора с РПН осуществляется только с целью снижения потерь, то такую установку можно считать МСП. Затраты на такую работу могут окупиться за счет снижения потерь, если речь идет о трансформаторе связи сетей различных напряжений в замкнутой сети или трансформаторе в центре питания радиальной сети 35–110 кВ, но вряд ли, если это тупиковый трансформатор 35–110/10 кВ.

К мероприятиям по совершенствованию системы учета электроэнергии относятся:

замена измерительных трансформаторов на трансформаторы с повышенными классами точности и номинальными параметрами, соответствующими фактическим нагрузкам;

замена существующих приборов учета электроэнергии на новые приборы с улучшенными характеристиками;

установка приборов технического учета электроэнергии на радиальных линиях, отходящих от подстанций (головной учет).

К мероприятиям по снижению хищений электроэнергии относятся:

периодические проверки условий работы электросчетчиков расчетного учета у потребителей и выявление хищений электроэнергии;

замена на ВЛ 0,4 кВ обычных «голых» алюминиевых проводов изолированными проводами, затрудняющими несанкционированное подключение к линии.

6.2. Оценка эффективности мероприятий

6.2.1. Оптимизация режимов электрических сетей по напряжению и реактивной мощности

Ведение режимов сети может осуществляться диспетчером в соответствии с графиком регулирования устройств, составленным на основании предварительно проведенных прогнозных расчетов (управление в режиме «офф-лайн»), либо в темпе процесса («он-лайн») на основе данных, поступающих от системы ТИ. Управление в темпе

процесса намного эффективнее, так как используются фактические, а не прогнозные данные о режиме. Для реализации такого управления необходимо:

периодически проводить оценку наблюдаемости сети (выявление зон, управление которыми возможно с помощью уже установленных средств ТИ) и определять оптимальные места установки дополнительных средств ТИ. Такая оценка осуществляется по специальным программам и представляет собой одноразовую операцию, на основании которой разрабатывается план оснащения сети средствами ТИ;

рассчитывать режимы сети на основе данных ТИ с частотой поступления информации с помощью программы оценивания режима (в практике известны как программы оценивания состояния);

использовать программу оперативного формирования наблюдаемой схемы сети, соответствующей функционирующим в данный момент средствам ТИ и находящимся в работе участкам сети (при выходе из строя датчика ТИ или выводе в ремонт оборудования программа должна формировать новую расчетную схему в соответствии с изменившейся зоной наблюдаемости);

проводить на основе данных о фактическом режиме, полученном по программе оценивания состояния, расчеты оптимальных текущих режимов сети по коэффициентам трансформации и реактивной мощности источников и реализовывать такие режимы.

Для выявления целесообразных воздействий на режим необходимо провести исследование степени влияния на потери устройств регулирования и осуществлять оперативное управление устройствами, наиболее эффективно влияющими на потери.

Определение параметров оптимальных режимов и оценку эффективности (влияния на потери) перехода от существующих к оптимальным режимам осуществляют на основе расчета режимов по специальным оптимизационным программам. Оценку снижения потерь электроэнергии наиболее правильно проводить, рассчитывая оптимальные режимы на всех ступенях графика нагрузки. В оценочных расчетах часто используют снижение потерь мощности при оптимизации двух характерных режимов: максимальной $\delta P_{\text{макс}}$ и минимальной $\delta P_{\text{мин}}$ нагрузок. Снижение потерь электроэнергии за расчетный период продолжительностью T, ч, определяют по формуле

$$\delta W = (\delta P_{\text{макс}}\, t_{\text{макс}} + \delta P_{\text{мин}}\, t_{\text{мин}}), \qquad (6.1)$$

где $t_{\text{макс}}$ и $t_{\text{мин}}$ – относительные продолжительности максимальной и минимальной нагрузок, определяемые по формулам (2.23) и (2.24).

При наличии в сети трансформаторов без РПН (с ПБВ) необходимо определить их оптимальные коэффициенты трансформации. Для этого выполняют расчеты оптимальных режимов сети для часов максимальной и минимальной суточных нагрузок в предположении, что все трансформаторы имеют РПН. В период работы трансформатора с постоянным ответвлением входят различные характерные сутки, например, соответствующие рабочим и нерабочим дням. Необходимо провести оптимизационные расчеты для часов максимальной и минимальной нагрузки каждых суток. Ответвление трансформатора без РПН, обеспечивающее минимальные потери электроэнергии за расчетный период, определяют по формуле

$$k_{T_0} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \Delta P_i\, k_{Ti}\, t_i\, Д_i}{\sum_{i=1}^{n} \Delta P_i\, t_i\, Д_i}, \qquad (6.2)$$

где ΔP_i – потери мощности в i-м режиме продолжительностью t_i часов в сутки и расчетным коэффициентом трансформации k_{Ti};

$Д_i$ – число суток в расчетном периоде.

Для иллюстрации метода определим коэффициент трансформации трансформатора без РПН для зимнего периода работы энергосистемы продолжительностью 140 суток, в том числе 100 рабочих суток и 40 нерабочих суток. Результаты расчета оптимальных режимов максимальной и минимальной нагрузки каждых суток, проведенные в предположении, что данный трансформатор имеет РПН, и характеристики суточных графиков, приведены ниже:

Параметр	$\Delta P_{\text{макс}}$	$\Delta P_{\text{мин}}$	$k_{T\text{макс}}$	$k_{T\text{мин}}$	$t_{\text{макс}}$	$t_{\text{мин}}$	$N_{\text{сут}}$
Рабочие сутки	90	35	0,97	1,03	0,56	0,44	100
Нерабочие сутки	60	25	1,01	1,05	0,48	0,52	40

По формуле (6.2) определяем:

$$k_{T_0} = \frac{(90\cdot 0{,}97\cdot 0{,}56 + 35\cdot 1{,}03\cdot 0{,}44)100 + (60\cdot 1{,}01\cdot 0{,}48 + 25\cdot 1{,}05\cdot 0{,}52)40}{(90\cdot 0{,}56 + 35\cdot 0{,}44)100 + (60\cdot 0{,}48 + 25\cdot 0{,}52)40} = 0{,}99.$$

Соотношение полученного значения коэффициента трансформации трансформатора без РПН с аналогичными значениями в четырех рассчитанных режимах, которые целесообразно было бы поддерживать, если бы трансформатор имел РПН, объяснимо. Оно получилось наиболее близким к значению оптимального коэффициента трансформации для максимальной нагрузки рабочих суток, так как этот режим характеризуется наибольшими потерями и наибольшей продолжительностью, и несколько сдвинуто в большую

сторону в связи с учетом более высоких значений, оптимальных для других режимов (с меньшим весом потерь электроэнергии в них).

6.2.2. Установка и ввод в работу автоматических регуляторов напряжения и реактивной мощности, средств телеизмерений параметров режима и средств АСКУЭ

Оптимальные режимы работы устройств РН и реактивной мощности часто определяются местными параметрами режима электрической сети. Регулирование целесообразно осуществлять с помощью автоматических устройств, установленных непосредственно у оборудования. Эффект от их установки заключается в автоматическом изменении режима без его контроля и периодического вмешательства диспетчера.

Эффект от установки средств ТИ параметров режима и средств АСКУЭ определяется дополнительным снижением потерь за счет использования более точной информации при оптимизации режимов электрических сетей и принятия других решений, обусловленных уточнением расчетных значений технических потерь. Это уточнение определяется разностью погрешностей расчета технических потерь, вычисленных по формуле (П4.16) при погрешности узловой нагрузки $\delta_{н\,i}$ до и после установки средств ТИ или АСКУЭ.

6.2.3. 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 малоэкономичные генераторы, выводимые из работы на период сезонного снижения нагрузки, либо генераторы электростанций, работающих на дефицитном топливе. При использовании генераторов в качестве СК ими потребляется из сети небольшая активная мощность, а генерируется реактивная мощность, снижающая потери активной мощности в сети. Снижение потерь электроэнергии в сети определяется разницей оптимальных потерь, определенных для варианта без данного источника реактивной мощности и при его наличии. Рассчитанное снижение потерь сравнивают с расходом электроэнергии в СК, определенным по формуле (2.68) с учетом приведенных под формулой коэффициентов увеличения потерь, и делают вывод о целесообразности использования генераторов в качестве СК для снижения потерь в сети.

6.2.4. 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 сопротивлениям. Естественное же распределение мощности происходит в соответствии с полными сопротивлениями $Z = R + jX$. Ввиду того, что в сетях 220 кВ и выше $R << X$, распределение в соответствии с полными сопротивлениями в большей степени соответствует минимуму потерь реактивной мощности. Оба условия совпадают лишь в том случае, если сеть однородна, то есть когда отношение $\xi = X/R$ на всех участках сети одинаково. В замкнутых контурах, образованных сетями различных номинальных напряжений (рис. 6.1), это условие не соблюдается.

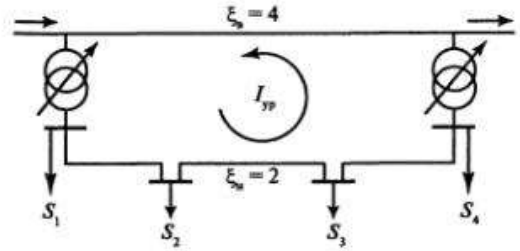


Рис. 6.1. Замкнутый контур, образованный сетями различных номинальных напряжений

Величина ξ для сети высокого напряжения, как правило, больше, чем для сети низкого напряжения, что приводит к появлению уравнительного тока $\dot{I}_{ур} = I'_{ур} + jI''_{ур}$, увеличивающего загрузку сети низкого напряжения и снижающего загрузку сети высокого напряжения. Для компенсации уравнительного тока в контур необходимо ввести ЭДС $\dot{E} = E' + jE''$, создающую ток, направленный противоположно: $\dot{I}_{ур} = -\dot{E}/Z_к$, где $Z_к = R_к + jX_к$ – сопротивление контура. Записывая отдельно действительную и мнимую части этого выражения, получим:

$$\begin{aligned} E' &= I''_{ур} X_к - I'_{ур} R_к; \\ E'' &= -I'_{ур} X_к - I''_{ур} R_к. \end{aligned} \qquad (6.3)$$

Учитывая, что $X_к >> R_к$, из уравнений (6.3) следует, что продольная составляющая ЭДС E' в основном влияет на перераспределение реактивного тока, а поперечная E'' – активного. Поэтому в неоднородных контурах целесообразно внедрение устройств поперечного регулирования (продольное осуществляется существующими трансформаторами).

При отсутствии устройств поперечного регулирования снижение потерь возможно с помощью принудительного изменения потокораспределения путем размыкания сети низкого напряжения. В данном случае необходимо определить, в каком месте следует размыкать сеть, чтобы потери активной мощности были минимальными. В качестве оптимального распределения мощностей принимается их естественное распределение в однородной сети. Для его расчета исходную схему приводят к однородной, подбирая реактивные сопротивления ветвей таким образом, чтобы соблюдались два условия: отношения $X_к/R_к$ для параллельных ветвей должны быть одинаковыми и потери реактивной мощности в преобразованной схеме должны быть равны потерям в исходной схеме. Размыкание сети производят в точках токораздела, полученных при расчете преобразованной схемы. Предварительно необходимо решить вопрос о допустимости такого размыкания с точки зрения надежности электроснабжения и режимов напряжения.

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. 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. В этом случае проводят несколько расчетов при различных точках размыкания и выбирают вариант с минимальными потерями в сети в целом.

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:

$$\Delta W_с = \Delta P_{макс}\, t_{макс} + \Delta P_{мин}\, t_{мин}, \qquad (6.4)$$

где $t_{макс}$ и $t_{мин}$ определяют по формулам (2.23) и (2.24) для графика нагрузки размыкаемой сети.

6.2.5. Оптимизация законов регулирования напряжения в центрах питания радиальных электрических сетей

В разомкнутом режиме эксплуатируются практически все сети 6–35 кВ и бóльшая часть сетей 110 кВ. На шинах 6–10 кВ подстанций 35–110 кВ необходимо поддерживать напряжение, компенсирующее потери напряжения в сети 10 кВ и обеспечивающее необходимые отклонения напряжения на шинах 0,4 кВ распределительных

трансформаторов (РТ) 10/0,4 кВ. Регулирование напряжения при изменении нагрузки необходимо производить таким образом, чтобы напряжение было наиболее высоким в период больших нагрузок и наиболее низким в период малых нагрузок. Такое регулирование называют встречным (рис. 6.2). При изменении нагрузки от $P_{мин}$ до $P_{макс}$ отклонение напряжения шинах 10 кВ изменяется по линейному закону от $\delta U'_{цп}$ до $\delta U'_{цп}$. Разность $d_{рн} = \delta U'_{цп} - \delta U''_{цп}$ называют диапазоном РН в ЦП. Такое регулирование осуществляется трансформаторами с РПН. Более подробно вопросы РН в сетях 10 и 0,4 кВ рассмотрены в гл. 8.

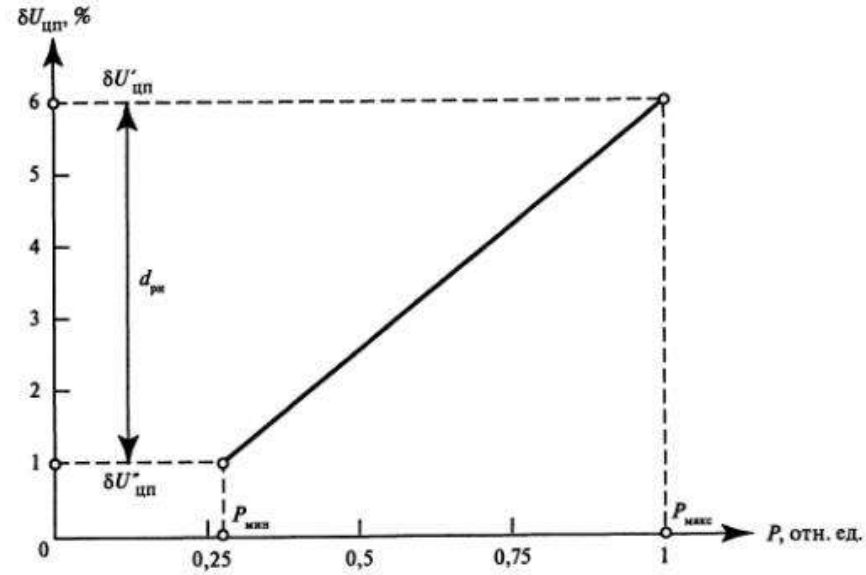


Рис. 6.2. Закон регулирования напряжения в центре питания сети 10 кВ

Если все трансформаторы, присоединенные к сети 35–110 кВ, имеют РПН, то напряжение в сети 35–110 кВ с целью снижения нагрузочных потерь поддерживают на верхнем допустимом уровне. Располагаемый диапазон РН устройств РПН трансформаторов 35–110/6–10 кВ позволит им самостоятельно справиться с поддержанием требуемых режимов напряжения шинах 6–10 кВ при практически любом напряжении на высокой стороне.

Многие эксплуатируемые трансформаторы 35–110/6–10 кВ не имеют РПН. Одна из схем такой радиальной сети 35 кВ приведена на рис. 6.3. На подстанциях ПС-2 и ПС-4 установлены трансформаторы с РПН. Они обеспечивают необходимые режимы напряжения на шинах 10 кВ независимо от режимов напряжения в сети 35 кВ.

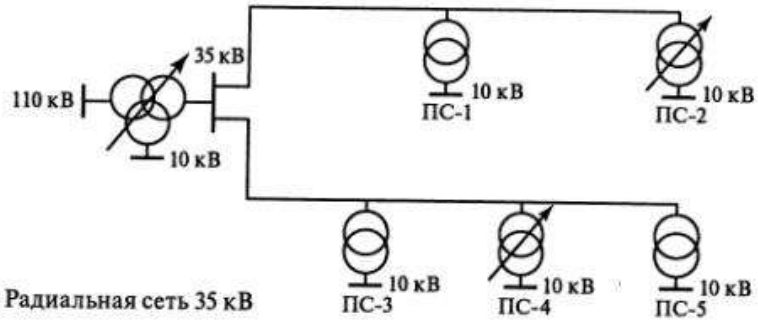


Рис. 6.3. Радиальная сеть 35 кВ

На подстанциях ПС-1, ПС-3 и ПС-5 установлены трансформаторы с ПБВ со ступенью РН, равной 1,5 %.

Встречное РН на шинах 10 кВ подстанций с ПБВ может быть осуществлено только с помощью центральной подстанции 110 кВ. Так как она регулирует напряжение по общему закону, то осуществить с ее помощью РН на шинах 10 кВ каждой из трех подстанций так, как это могло быть выполнено индивидуальными трансформаторами с РПН, в полной мере невозможно. В этом случае решают задачу минимизации количества электроэнергии, отпускаемой потребителям с отклонениями, превышающими нормированные. Результатом решения должен стать оптимальный закон РН в ЦП 110 кВ и оптимальные ответвления трансформаторов с ПБВ. При наличии определенной степени свободы (одинакового качества электроэнергии при различных ответвлениях) необходимо выбрать закон РН в ЦП 110 кВ и ответвления трансформаторов с ПБВ, обеспечивающие минимум потерь электроэнергии в сети 35 кВ. Такой выбор осуществляют с помощью расчета напряжений в сети в режимах максимальной и минимальной нагрузок. Порядок расчета проиллюстрируем на примере сети, изображенной на рис. 6.3.

Отклонения напряжения на шинах 35 кВ ЦП 110 кВ в режимах максимальной и минимальной нагрузок составляют 2 % и −1 % (диапазон РН равен 3 %). Требуемый закон РН на шинах 10 кВ подстанций приведен на рис. 6.2 ($\delta U^{*}_{\text{цп т}} = +1$ %; $\delta U'_{\text{цп т}} = +6$ %). Ему соответствует диапазон РН $d_{\text{рн. т}} = 6 - 1 = 5$ %. Полученные в результате расчета отклонения напряжения на шинах 10 кВ подстанций, соответствующие им фактические диапазоны РН $d_{\text{рн ф}}$ и потребляемая от шин подстанций электроэнергия составляют:

Параметр	$\delta U'_{\text{цп}}$, %	$\delta U^{*}_{\text{цп}}$, %	$d_{\text{рн. ф}}$, %	W, млн кВт·ч
ПС-1	+1	−1	+2	4,1
ПС-3	+5	+4	+1	2,1
ПС-5	+1	+3	−2	3,8

Фактические законы РН на шинах 10 кВ подстанций приведены на рис. 6.4, *а*. Требуемый закон регулирования выделен жирной линией. Из рисунка видно, что фактические законы регулирования существенно не соответствуют требуемому закону. На ПС-1 напряжение слишком низкое в обоих режимах, на ПС-3 напряжение слишком высокое в режиме минимальной нагрузки, а на ПС-5 наклон прямой вообще обратный требуемому. На всех подстанциях диапазон РН гораздо меньше требуемых 5 %.

Увеличение диапазона регулирования может быть осуществлено только с помощью трансформатора в ЦП 110 кВ. Так как изменением

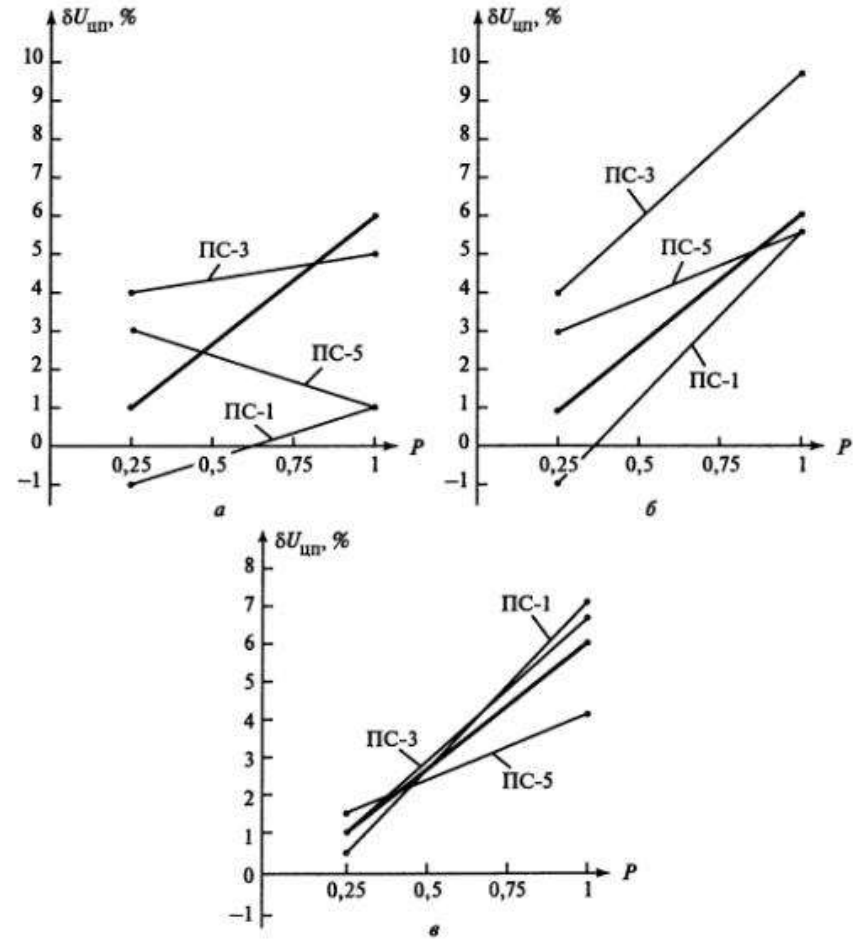


Рис. 6.4. Законы регулирования напряжения на шинах в центре питания сети 35 кВ и подстанций 35/10 кВ без РПН

напряжения на ЦП 110 кВ обеспечить разные изменения на подстанциях невозможно, необходимо определить компромиссное изменение. Изменение диапазона регулирования на ЦП 110 кВ на Δd, обеспечивающее минимальное количество электроэнергии, отпускаемой потребителям с отклонениями от норм стандарта, определяют по формуле

$$\Delta d = \frac{\sum_{i=1}^{3} (d_{\text{рн.т}i} - d_{\text{рн.ф}i}) W_i}{\sum_{i=1}^{3} W_i}. \qquad (6.5)$$

Для рассматриваемого примера

$$\Delta d = \frac{(5-2)\cdot 4{,}1 + (5-1)\cdot 2{,}1 + (5+2)\cdot 3{,}8}{4{,}1+2{,}1+3{,}8} = 4{,}7\ \%.$$

Следовательно, диапазон РН в ЦП 110 кВ должен быть увеличен до (3 + 4,7) = 7,7 %. Для снижения потерь в сети 35 кВ увеличим напряжение в ЦП 110 кВ в режиме максимальной нагрузки на 4,7 %.

Если поднять на 4,7 % напряжения в ЦП 110 кВ в режиме максимальной нагрузки, а в режиме минимальной нагрузки оставить прежним, законы РН на шинах 10 кВ подстанций будут характеризоваться следующими параметрами, %, (рис. 6.4, *б*):

Параметр	$\delta U'_{\text{цп}}$	$\delta U'$	$\delta U''_{\text{цп}}$	$\delta U''$	$d_{\text{рн.р}}$
ПС-1	+5,7	+0,3	–1	+2	+6,7
ПС-3	+9,7	–3,7	+4	–3	+5,7
ПС-5	+5,7	+0,3	+3	–2	+2,7,

где $\delta U'$ и $\delta U''$ – разность между требуемыми и расчетными отклонениями напряжения после изменения напряжения в ЦП 110 кВ;

$d_{\text{рн.р}}$ – диапазоны РН на шинах 10 кВ подстанций 35/10 кВ в данном расчетном режиме.

Изменение ответвления трансформатора 35/10 кВ одинаково изменяет напряжение в максимум и минимум нагрузки, однако в этих режимах потребляется разное количество энергии: $W_{\text{макс}}$ и $W_{\text{мин}}$. Если использовать представление графика в виде двух ступеней с использованием формулы (2.23), то:

$$W_{\text{макс}} = P_{\text{макс}} t_{\text{макс}}; \qquad W_{\text{мин}} = P_{\text{макс}} k_{\text{мин}} (1 - t_{\text{макс}}). \qquad (6.6)$$

Считая одинаково некачественной электроэнергию при выходе напряжения на одну и ту же величину за нижнюю или верхнюю границу нормируемого диапазона, можно записать выражение, значение

которого требуется минимизировать за счет изменения напряжения на величину ΔE с помощью ответвления трансформатора с ПБВ:

$$W_{\text{макс}} (\delta U' + \Delta E)^2 + W_{\text{мин}} (\delta U'' + \Delta E)^2 \to \text{мин}. \qquad (6.7)$$

Взяв производную (6.7) по ΔE, получим формулу для оптимального значения ΔE:

$$\Delta E_0 = t_{\text{макс}} \delta U' + (1 - t_{\text{макс}}) \delta U''. \qquad (6.8)$$

Примем для примера $k_э = 0{,}6$ и $k_{\text{мин}} = 0{,}3$. Для графика с такими параметрами по формуле (2.23) $t_{\text{макс}} = 0{,}43$. Подставив это значение и значения $\delta U'$ и $\delta U''$ для каждого трансформатора в формулу (6.8), получим: $\Delta E_1 = +1{,}3$ %; $\Delta E_2 = -3{,}3$ % и $\Delta E_3 = -1$ %. В связи с дискретностью ступеней РН на трансформаторах 35/10 кВ, равной 1,5 %, ответвление трансформатора на ПС-1 снижаем на одну ступень (повышаем напряжение на 1,5 %), на ПС-3 повышаем ответвление на две ступени (снижаем напряжение на 3 %), а на ПС-5 повышаем ответвление на одну ступень (снижаем напряжение на 1,5 %). При этом законы РН на шинах 10 кВ подстанций будут характеризоваться следующими параметрами, %:

Параметр	$\delta U'_{\text{цп}}$	$\delta U'$	$\delta U''_{\text{цп}}$	$\delta U''$	$d_{\text{рн.р}}$
ПС-1	+7,2	–1,2	+0,5	+0,5	+6,7
ПС-3	+6,7	–0,7	+1,0	0	+5,7
ПС-5	+4,2	+1,8	+1,5	–0,5	+2,7

Законы РН приобретают вид, изображенный на рис. 6.4, *в*, из которого видно, что соответствие фактических и требуемых законов РН на шинах 10 кВ ПС 1, 3, 5 существенно возросло.

Так как напряжение в сети 35 кВ в режиме минимальной нагрузки не изменилось, то общее снижение нагрузочных потерь электроэнергии в этой сети определяется повышением напряжения на 4,7 % в режиме максимальной нагрузки с эквивалентной продолжительностью $t_{\text{макс}} = 0{,}43$. Нагрузочные потери мощности в этом режиме снизятся на 100 $(1 - 1/1{,}047^2) = 8{,}8$ %. Снижение нагрузочных потерь электроэнергии составит $8{,}8 \times 0{,}43 = 3{,}8$ %.

Дополнительное снижение нагрузочных потерь может быть достигнуто повышением напряжения в ЦП 110/35 кВ во всех режимах на 1,8 % (одна ступень РН для трансформаторов напряжением 110 кВ) с одновременным изменением на одну ступень ответвлений на ПС-1, ПС-3 и ПС-5 в обратную сторону (снижение напряжения на 1,5 %). При этом напряжения на шинах 10 кВ повысятся на 1,8 – 1,5 = 0,3 %. Снижение потерь в сети 35 кВ составит 100 $(1 - 1/1{,}018^2) = 3{,}5$ %.

Это значение не надо умножать на $t_{макс}$, так как повышение напряжения происходит во всех режимах. Общее снижение потерь составит 3,8 + 3,5 = 7,3 % от их первоначального значения.

Потери холостого хода при повышении напряжения в сети на первом этапе расчета увеличатся на 100 (1,047² – 1) 0,43 = 4,1 %, а на втором – на 100 (1,018² – 1) = 3,6 %, то есть в сумме на 7,7 % от их первоначального значения. Общее снижение/увеличение потерь зависит от соотношения нагрузочных потерь и потерь холостого хода. Если нагрузочные потери составляют больше 7,7 / (7,7 + 7,3) = 51,4 % от суммарных потерь, то изменение законов РН приведет к снижению суммарных потерь. В противном случае на втором этапе надо изменять ступени РН в ЦП и на подстанциях в обратную сторону, снижая напряжение в сети 35 кВ. Этот вывод не касается действий на первом этапе, так как они предприняты для нормализации отклонений напряжения в сетях 10 кВ (а впоследствии – и 0,4 кВ) и должны выполняться и при неблагоприятном изменении потерь.

6.2.6. Оптимизация мест размыкания линий 6–35 кВ с двусторонним питанием

Данное мероприятие по физической сущности воздействия на потери аналогично рассмотренному в п. 6.2.4. Различие состоит в том, что сети напряжением 6–35 кВ, как правило, работают в разомкнутом режиме, 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 не только в ветвях этой линии, но и между питающими подстанциями, что приводит к изменению потерь во внешней сети. Выбор оптимального места размыкания должен приводить к минимуму суммарных потерь. Изменение потерь в самой линии 6–35 кВ определяется непосредственно при расчете режима с различными местами размыкания. Для учета происходящего при этом изменения потерь во внешней сети необходимо знать зависимость потерь энергии в ней от нагрузок рассматриваемой пары подстанций. Так как снижение нагрузки одной из подстанций приводит к такому же увеличению ее на другой подстанции, достаточно получить зависимость потерь во внешней сети от нагрузки одной из подстанций:

$$\Delta W = a S_1^2 + b S_1 + c. \qquad (6.9)$$

Для этого рассчитывают несколько вариантов режима питающей сети с различными нагрузками S_1. Нагрузку второй подстанции S_2

в каждом варианте расчета изменяют в обратную сторону на ту же величину. Значения коэффициентов в формуле (6.9) получают с помощью аппроксимации результатов расчетов.

6.2.7. Отключение части трансформаторов в режимах малых нагрузок

Отключение одного из 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. Отключение одного из n однотипных трансформаторов целесообразно, если коэффициент загрузки трансформаторов $\beta_т$ становится ниже значения

$$\beta_{т\,мин} = \sqrt{\frac{(n-1)\Delta P_х}{n\,\Delta P_к}}, \qquad (6.10)$$

где $\Delta P_х$ и $\Delta P_к$ – потери холостого хода и короткого замыкания трансформатора.

Отношение $\Delta P_х / \Delta P_к$ для трансформаторов напряжением 110 кВ составляет 0,25, а 6–35 кВ – 0,19. Для подстанций этих напряжений значения $\beta_т$, при которых целесообразно отключение очередного трансформатора, составляют:

n	4	3	2
$\beta_{т\,мин\ 110\ кВ}$	0,43	0,41	0,35
$\beta_{т\,мин\ 6–35\ кВ}$	0,38	0,36	0,31

Из приведенных цифр следует, что для наиболее распространенных двухтрансформаторных подстанций отключение одного трансформатора целесообразно, когда коэффициент загрузки трансформаторов снизится ниже 0,3. После отключения коэффициент загрузки оставшегося в работе трансформатора составит 0,6. Снижение потерь мощности при отключении одного трансформатора определяют по формуле

$$\delta P = \Delta P_х - \Delta P_к \frac{n}{n-1}. \qquad (6.11)$$

При n разнотипных трансформаторах для определения последовательности их отключения при снижении нагрузки подстанции проводят расчеты потерь мощности в трансформаторах при различных значениях нагрузки для случаев работы всех трансформаторов и отключении каждого из них поочередно. Для каждого значения нагрузки выбирают вариант с меньшими потерями.

6.2.8. Выравнивание нагрузок фаз в сетях 0,4 кВ

Особенностью этих сетей является неодинаковость нагрузок фаз. Большинство нагрузок в таких сетях однофазные, подключенные между фазным и нулевым проводами на напряжение 0,23 кВ. Несмотря на то что их стараются присоединить к трехфазной сети равномерно между фазами, это не всегда удается. С течением времени у абонентов появляются новые ЭП. Их включение и отключение происходит независимо друг от друга, поэтому даже при их равномерном распределении между фазами текущие нагрузки фаз неодинаковы. При анализе режимов 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 устройстами с тиристорным управлением, автоматически переключающими часть нагрузок с перегруженной на недогруженную фазу. Систематическая несимметрия может быть снижена путем перераспределения нагрузок между фазами. Снижение потерь электроэнергии за счет проведения этого мероприятия определяют по формуле

$$\delta W = \Delta W_{н1} (1 - k_{нн2} / k_{нн1}), \qquad (6.12)$$

где $k_{нн1}$ и $k_{нн2}$ – коэффициенты неодинаковости нагрузок до и после их симметрирования, определяемые по формуле (П3.18);

$\Delta W_{н1}$ – потери электроэнергии в сети в исходном режиме.

6.2.9. Мероприятия по реконструкции сетей и установке технических средств снижения потерь

Реконструкцию сетей проводят исходя из рассмотрения комплекса условий, в которых уровень потерь электроэнергии является одним из параметров, но, как правило, не основным. Реконструкция обычно приводит и к сопутствующему снижению потерь. В исключительных случаях такая реконструкция оправдывается только за счет снижения потерь в сети. Одним из наиболее эффективных средств снижения потерь является установка устройств компенсации реактивной мощности (КРМ). Устройства КРМ приводят к снижению потерь электроэнергии, увеличению пропускной способности сети и нормализации отклонений напряжения и, как правило, окупаются за счет только снижения потерь. Методы определения их оптимальной мощности и мест установки в сети подробно освещены

в гл. 7. Средние значения снижения потерь при установке средств КРМ можно определить в соответствии с п. 7.1.9.

Снижение потерь от мероприятий по реконструкции сетей определяют на основе сравнения расчетных потерь в вариантах до и после реконструкции.

Сравнение эффективности затрат, осуществляемых в различные годы длительного временно́го интервала, проводят с помощью метода дисконтированных затрат. Затраты состоят из единовременных капиталовложений в конкретное оборудование, устанавливаемое в конкретный год временно́го интервала и ежегодных затрат на его обслуживание и текущий ремонт. Более поздние затраты имеют меньший вес для нынешнего момента, определяемый банковским процентом за время отсрочки, однако при этом потери электроэнергии за время отсрочки будут выше. Минимум дисконтированных затрат соответствует оптимальной стратегии ввода технических средств снижения потерь. На практике обычно сравнивают не варианты разновременных затрат на различные мероприятия, а эффективность затрат на проведение конкретного мероприятия. В этом случае достаточным критерием для оценки эффективности затрат является срок их окупаемости (срок возврата средств за счет экономии на потерях электроэнергии).

При годовом снижении потерь электроэнергии δW, известной стоимости электроэнергии на момент приобретения оборудования b, руб/кВт·ч, и цене оборудования Ц, руб., срок окупаемости затрат определяют по формуле, лет:

$$T_{ок} = \frac{Ц + З_м}{b\delta W - З_{обсл}} = \frac{Ц + З_м}{Э}, \qquad (6.13)$$

где $З_м$ – дополнительные затраты, связанные с транспортировкой, монтажом оборудования и т. п.;

$З_{обсл}$ – ежегодные затраты на обслуживание и текущий ремонт оборудования.

В течение срока $T_{ок}$ затраты на оборудование будут скомпенсированы стоимостью сэкономленной энергии, а после него экономический эффект будет составлять ежегодно Э, руб. Для получения гарантированного эффекта от внедрения МСП в качестве δW следует принимать его минимальное значение.

В качестве примера рассчитаем срок окупаемости затрат на оборудование стоимостью Ц = 8000 тыс. руб., дополнительными затратами $З_м$ = 1600 тыс. руб. и затратами на обслуживание и текущий ремонт $З_{обсл}$ = 800 тыс. руб./год. Расчетное минимальное снижение потерь δW = 4 млн кВт·ч в год, стоимость электроэнергии 1,2 руб./кВт·ч.

Годовой эффект за счет снижения потерь составит:

$$Э = 1{,}2 \cdot 4 \cdot 10^3 - 800 = 4000 \text{ тыс. руб./год},$$

а срок окупаемости затрат:

$$T = \frac{8000+1600}{4000} = 2{,}4 \text{ года}.$$

6.2.10. Мероприятия по совершенствованию системы учета и снижению хищений электроэнергии

Обоснование целесообразности замены измерительных трансформаторов и приборов учета на оборудование с улучшенными характеристиками, приоритетную последовательность такой замены и количественную оценку эффективности замены приборов коммерческого учета осуществляют на основе расчета происходящего при этом снижения недоучета электроэнергии (см. гл. 4). Следует отметить, что наименование мероприятия «установка счетчиков повышенного класса точности» неправильно отражает суть его воздействия на потери, особенно при их установке у бытовых потребителей. Потери снижаются не за счет повышения класса точности счетчиков (это снижение практически не заметно), а за счет установки *новых* счетчиков, не имеющих возникающей с годами систематической погрешности в сторону недоучета электроэнергии (см. п. 4.1.3).

Установка приборов технического учета электроэнергии на головных участках радиальных линий любого напряжения позволяет увеличить точность расчета технических потерь электроэнергии, фактических небалансов электроэнергии и эффекта от проведения МСП, а также локализовать очаги коммерческих потерь (особенно при установке на головных участках линий 0,4 кВ). Увеличение точности расчета потерь определяют в соответствии с алгоритмом, приведенным в прил. 4 после формулы (П 4.21). Аналогичный алгоритм используется и при определении точек учета электроэнергии, замена счетчиков в которых на счетчики более высокого класса приводит к наибольшему эффекту (реализована в программе РАПУ-ст).

Эффективность установки приборов головного учета определяется фактическим снижением потерь после реализации решений, основанных на более точных значениях расчетных потерь. Средства, вкладываемые в это мероприятие, обычно окупаются за несколько месяцев.

Эффективность мероприятий по снижению хищений электроэнергии оценивается доначислением платы за потребленную электроэнергию по результатам проверок инспекторами сбытовых компаний. Следует отметить, что фактическое снижение коммерческих потерь может быть больше проведенных доначислений, так как психологический фактор инспекторских проверок обеспечивает снижение хищений и там, где они еще не выявлены.

Эффективность использования изолированных проводов в части снижения хищений электроэнергии может быть оценена только по факту снижения коммерческих потерь в той части сети, где неизолированные провода заменены на изолированные.

Глава 7. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

7.1. Расчет оптимальной мощности компенсирующих устройств

7.1.1. Что такое реактивная мощность?

В настоящее время взаимоотношения энергоснабжающих организаций и потребителей электроэнергии рассматриваются широким кругом лиц неэнергетического образования (коммерческие менеджеры, юристы и другие специалисты). Использование понятия реактивная мощность (реактивная энергия) в практике денежных расчетов между поставщиками и потребителями электроэнергии и наличие отдельных счетчиков активной и реактивной энергии вызывает у многих представление о поставке потребителям двух видов продукции. Это не так. По электрической сети не передаются электроны разного цвета – красные активной энергии и голубые реактивной. Так что же такое реактивная мощность и реактивная энергия?

Рассмотрим в самом простом виде свойства переменного тока. Переменный ток называют так не в том смысле, что его значение изменяется в процессе потребления энергии. Оно может оставаться и постоянным. Под переменным током в узком смысле понимают *периодический* ток, мгновенные значения которого в течение каждого небольшого периода (для переменного тока частоты 50 Гц это 1/50 доля секунды) проходят цикл изменения от минимального до максимального значения, и наоборот. Графически этот цикл отображается синусоидой. Переменным в этом смысле является и напряжение. В целом же для цепей, в которых и напряжение, и ток циклически изменяются, используется термин «цепи переменного тока».

В цепях переменного тока существует много элементов, которые разделены воздушными промежутками – обмотки высокого и низкого напряжения трансформаторов или статор и ротор вращающейся машины (двигателя и генератора) не имеют электрической связи между собой. Тем не менее электрическая энергия передается через это воздушное пространство, являющееся фактически непроводящим ток диэлектриком. Это происходит в связи с возникновением под действием переменного тока переменного магнитного поля в индуктивности, а под действием переменного напряжения – переменного электрического поля в емкости (в комбинации – электромагнитного поля). Полям, как известно, воздух не преграда. Переменное магнитное поле, образуемое одной из разделенных обмоток, постоянно пересекает своими магнитными линиями витки другой обмотки, наводя в ней электродвижущую силу. Ее величина такова, что вся мощность первичной обмотки переходит на вторичную обмотку. В конденсаторе те же самые функции осуществляет электрическое поле.

Магнитное и электрическое поля существуют вокруг любого проводника, который находится под напряжением и по которому идет ток. Теоретически можно передать мощность по воздуху с одной из параллельно проложенных линий на другую. Правда, чтобы передать существенную мощность, линии должны быть длиной в сотни тысяч километров. Для переброски через воздушные промежутки большой мощности в устройстве приемлемого размера нужно сильное магнитное поле, сконцентрированное в небольшом пространстве. Это достигается обматыванием вокруг металлического сердечника (ярма) многочисленных витков, расположенных близко друг к другу, и применением для изготовления сердечников специальной стали, обеспечивающей большую взаимоиндукцию.

Электромагнитная энергия непосредственно преобразуется в тепловую, механическую, химическую и другие виды полезной работы в элементах, обладающих активным сопротивлением, обозначаемым R. В элементах, представляющих собой индуктивность L и емкость C, электромагнитная энергия на половине периода запасается, а на второй половине периода возвращается в источник. При этом синусоида тока, создающего магнитное поле, всегда на четверть периода (90 эл. градусов) отстает от синусоиды напряжения, а синусоида тока, создающего электрическое поле, опережает.

Сопротивления таких элементов связаны с индуктивностью и емкостью и частотой f соотношениями: $X_L = 2\varpi f L$ и $X_C = C/2\varpi f$. Из этих соотношений видно, что эти сопротивления существуют только в цепях переменного тока, а в цепях постоянного тока ($f = 0$) X_L превращается в 0 (короткое замыкание), а X_C – в бесконечность (разрыв цепи). В связи с возвратным характером их действия эти сопротивления называют реактивными, а ток, обусловленный обменной электромагнитной энергией, – реактивным током. Так как реактивный ток сдвинут относительно активного на 90°, то естественно, что полный ток определяется как корень квадратный из суммы квадратов активного и реактивного тока.

Прохождение через сеть «сдвинутого» тока можно сравнить с продвижением людей через проход, пропускная способность которого составляет, например, 10 человек одновременно. При этом в восьми рядах люди все время идут в одном направлении, а в двух рядах одни и те же люди то идут, то возвращаются. В результате число людей, перешедших на другую сторону, следует считать исходя из пропускной способности восемь человек, а проход все время загружен десятью рядами. Аналогична ситуация и с пропускной способностью электрической сети. Разница лишь в том, что активная и реактивная составляющие тока складываются не арифметически, а в квадрате, поэтому реактивная составляющая в меньшей степени занимает сечение. Для полноты сравнения можно считать, что два ряда людей ходят боком и потому занимают меньше места.

Полупериоды запасания и возврата электромагнитной энергии индуктивностью и емкостью сдвинуты на 180° (у первой ток сдвинут на −90°, а у второй на +90°), то есть они находятся в противофазе. Поэтому при наличии рядом сопротивлений $X_L = X_C$ обменная часть электромагнитной энергии не возвращается в источник, а эти элементы постоянно обмениваются ею между собой. Уже должна возникнуть мысль, а не поставить ли у потребителя электроэнергии, в сетях которого полно индуктивностей, емкость? И пусть они обмениваются между собой этой частью электромагнитной энергии, разгрузив от нее сеть и предоставив ей возможность передавать только ту часть электромагнитной энергии, которая преобразуется в полезную работу? Эта операция и называется компенсацией реактивной мощности (КРМ).

Реактивная энергия не выполняет никакой работы в том смысле, что она не может, как активная энергия, превращаться в тепловую или механическую энергию. Так как в физике понятия энергии и работы тождественны, то, строго говоря, словосочетание «реактивная энергия» физически бессмысленно. Тем не менее применение на практике этого условного понятия удобно. Раз уж возникает дополнительный ток, названный реактивным, то его произведение на напряжение вроде бы по-другому как мощностью не назовешь, а интегрирование мощности по времени формально называется энергией. Более того, сдвинув на 90° обмотку электрического счетчика, можно заставить его считать произведение на напряжение только тока, сдвинутого на 90°, – появляется наглядное подтверждение существования реактивной энергии (счетчик ведь показывает!).

Реактивный ток не только отнимает у активного тока часть пропускной способности сети, но и на его прохождение по проводам затрачивается определенная часть активной энергии, так как потери мощности $\Delta P = 3\ I^2\ R$, где I – полный ток. Счетчик активной

энергии (по большому счету только ее и можно назвать энергией, поэтому он называется просто счетчик электроэнергии) покажет одно и то же значение и при наличии, и при отсутствии реактивной составляющей тока. Поэтому только по его показаниям нельзя правильно оценить режимы линий передачи электроэнергии (в приведенном выше примере счетчик будет показывать движение восьми рядов, полностью игнорируя два двигающихся туда и обратно). Для оценки же режима сети необходимо знать обе составляющие. Активная и реактивная составляющие полного тока по-разному влияют на напряжение в точках потребления энергии. Потери напряжения от передачи активной составляющей тока в подавляющей степени определяются сопротивлением R, а реактивной – сопротивлением X_L. В элементах линий электропередачи обычно $X_L >> R$, поэтому прохождение по сети реактивного тока приводит к гораздо большему снижению напряжения, чем активного тока той же величины.

Итак, в сети переменного тока нет ничего, кроме циклически изменяющихся мгновенных значений тока и напряжения, циклы которых сдвинуты относительно друг друга на некоторую часть периода. При графическом изображении их в виде векторов говорят, что они сдвинуты на некоторый угол φ. Поэтому анекдотический ответ студента на экзамене, что три провода нужны потому, что по первому передается напряжение, по второму ток, а по третьему cos φ, можно считать более близким к истине, чем представление о поставке потребителям двух видов продукции.

7.1.2. Влияние реактивной мощности на экономические и технические характеристики сетей

Полный ток J, потери напряжения ΔU и мощности ΔP в линии связаны с нагрузками P и Q и сопротивлениями линии R и X соотношениями:

$$J = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3}U} = \frac{P\sqrt{1 + \mathrm{tg}^2\varphi}}{\sqrt{3}U}; \qquad (7.1)$$

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \frac{PR(1 + \xi\,\mathrm{tg}\varphi)}{U}; \qquad (7.2)$$

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2}R = \frac{P^2(1 + \mathrm{tg}^2\varphi)}{U^2}R, \qquad (7.3)$$

где tg φ – коэффициент реактивной мощности; $\xi = X/R$.

Как следует из формул (7.1) – (7.3), значение каждого параметра определяется как активной, так и реактивной нагрузкой. Используя величину П в качестве общего обозначения параметров (7.1) – (7.3), а величину $П_а$ в качестве обозначения их значений, соответствующих tg φ = 0, определим долю значения П, обусловленную передачей реактивной мощности, по формуле:

$$d_p = 1 - \frac{П_а}{П}. \qquad (7.4)$$

Подставив в (7.4) значения J, ΔU и ΔP, определенные по формулам (7.1) – (7.3) при этих двух условиях, получим:

$$d_{pJ} = 1 - \frac{1}{\sqrt{1 + \mathrm{tg}^2 \varphi}}; \qquad (7.5)$$

$$d_{p\Delta U} = 1 - \frac{1}{1 + \xi \, \mathrm{tg}\varphi}; \qquad (7.6)$$

$$d_{p\Delta P} = 1 - \frac{1}{1 + \mathrm{tg}^2 \varphi}. \qquad (7.7)$$

Значения d_{pJ}, $d_{p\Delta U}$ и $d_{p\Delta P}$, вычисленные по формулам (7.5) – (7.7) при различных значениях tg φ, приведены ниже. Значения $d_{p\Delta U}$ вычислены для проводов марок АС-70 (ξ = 1,02) и АСО-300 (ξ = 4,47), наиболее широко применяемых в сетях 10 и 220 кВ, соответственно.

tg φ	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
d_{pJ}, %	0	0,5	1,9	4,2	7,2	10,6	14,3	18,1
$d_{p\Delta U}$ (АС-70), %	0	9,3	16,9	23,4	29,0	33,8	38,0	41,7
$d_{p\Delta U}$ (АСО-300), %	0	30,9	47,2	57,3	64,1	69,1	72,8	75,8
$d_{p\Delta P}$, %	0	1,0	3,8	8,3	13,8	20,0	26,5	32,9

Из приведенных результатов следует, что передача реактивной мощности «забирает» существенную часть сечения проводов и мощности трансформаторов (при tg φ =0,5 более 10 %), снижая возможности передачи активной мощности, и приводит к увеличению потерь мощности и электроэнергии (при tg φ = 0,5 порядка 20 % суммарных потерь).

Еще большее влияние реактивная мощность оказывает на режимы напряжения. Потери напряжения, обусловленные передачей реактивной мощности, составляют около 1/3 суммарных потерь напряжения в сетях 6–10 кВ и около 2/3 в сетях более высоких напряжений. Происходящее при этом снижение напряжения в сети приводит к еще большему увеличению потерь электроэнергии и снижению пропускной способности линий и трансформаторов. Для трансформаторов характерны значения ξ = 20 – 30, поэтому потери напряжения в них практически полностью определяются передаваемой реактивной мощностью. Кроме влияния на экономические показатели сетей, передача реактивной мощности может привести и к нарушению технических ограничений по допустимым напряжениям в узлах потребления энергии.

При выборе оптимальной мощности средств КРМ необходимо сопоставлять их стоимость с эффектом, получаемым от улучшения всех перечисленных выше параметров электрических сетей.

Соотношение стоимостей производства и передачи по электрическим сетям $C_{пр}/C_{пер}$ для активной и реактивной мощности существенно различаются. Производство активной мощности (энергии) на крупных электростанциях намного дешевле ее производства на небольших станциях, расположенных в узлах нагрузки. Снижение стоимости производства, происходящее при его концентрации на крупных электростанциях, существенно превосходит увеличение стоимости потерь электроэнергии, обусловленных ее передачей на дальние расстояния. Выработка же реактивной мощности непосредственно в узлах нагрузки осуществляется сравнительно дешевыми техническими средствами – компенсирующими устройствами (КУ). Затраты на единицу мощности КУ в 10–20 раз ниже затрат на генераторную мощность электростанций. И хотя выработка реактивной мощности на электростанциях намного дешевле, чем с помощью КУ, однако стоимость ее передачи в узлы потребления в несколько раз превышает затраты на КУ. Кроме того, в большинстве случаев эту практически «бесплатную» реактивную мощность технически невозможно передать по сети к удаленным узлам нагрузки из-за недопустимого снижения напряжения в сети.

Однако из приведенных соотношений не следует делать вывод, что все потребление реактивной мощности в узле нагрузки необходимо обеспечивать устанавливаемыми КУ. Нелинейный характер соотношений (7.5) – (7.7) показывает, что снижение реактивной мощности на одну и ту же величину в зоне ее больших значений приводит к большему эффекту, чем в зоне малых значений. Поэтому каждая следующая единица устанавливаемой мощности КУ приводит к меньшему эффекту, чем предыдущая, и затраты на нее окупаются за больший срок. Например, при снижении нагрузки с 10 до 9 единиц снижение потерь пропорционально $10^2 - 9^2 = 19$, а при снижении с 4 до 3 единиц $4^2 - 3^2 = 7$, хотя в обоих случаях потребовалась одинаковая единичная мощность КУ. Срок окупаемости единицы мощности КУ называют парциальным сроком окупаемости $t_{ок}$, он снижается по мере увеличения мощности КУ.

Кроме затрат на приобретение КУ, их транспортировку к месту установки и монтаж, осуществляемых единовременно (капитальные вложения), ежегодно приходится производить затраты на обслуживание и текущий ремонт КУ. Эффект, получаемый от улучшения каждого из перечисленных выше параметров электрических сетей, также имеет разновременный характер. Снижение потерь электроэнергии оценивают как годовое значение. Возрастающую пропускную способность сетей следует оценивать как снижение единовременных капитальных вложений в развитие сетей. Повышение напряжения в узлах приводит к увеличению эффекта от этих двух составляющих.

Для сопоставимости затрат их надо привести к одинаковым единицам измерения. Обычно единовременные капитальные вложения приводят к годовым затратам. Для такого приведения необходимо установить предельный срок окупаемости затрат в КУ – $T_{\text{ок. пр}}$, приемлемый для инвестора. Далее для упрощения иллюстрации расчета ограничимся учетом только эффекта от снижения потерь электроэнергии.

Парциальный срок окупаемости первых единиц мощности КУ будет существенно ниже $T_{\text{ок. пр}}$, для последующих единиц он будет повышаться. При достижении сроком окупаемости очередной единицы мощности КУ значения $t_{\text{ок. пр}}$ дальнейшее увеличение мощности КУ нецелесообразно. Однако срок окупаемости всей мощности КУ – $T_{\text{ок}}$ – будет ниже $t_{\text{ок. пр}}$ за счет более высокого эффекта от первых единиц. Дальнейшее увеличение мощности КУ будет происходить за счет единиц, не окупаемых за $t_{\text{ок. пр}}$, однако срок окупаемости всей мощности КУ будет еще оставаться меньше $T_{\text{ок. пр}}$: последующие единицы будут постепенно растворять в средней величине большой эффект первых единиц. Поэтому при выборе оптимальной мощности КУ целесообразно ориентироваться не на срок окупаемости всей мощности КУ $T_{\text{ок. пр}}$, а на срок окупаемости последней добавляемой единицы мощности КУ $t_{\text{ок. пр}}$. Дальнейшие капиталовложения лучше осуществлять в другие проекты. При этом срок окупаемости всей мощности КУ будет меньше $t_{\text{ок. пр}}$.

Если ежегодные затраты на обслуживание и ремонт КУ принять равными p_0 процентов стоимости КУ, то приведенные к году удельные затраты на КУ, руб./квар в год, составят:

$$з_к = к_к \left(\frac{1}{t_{\text{ок.пр}}} + \frac{p_0}{100} \right) = к_к p_к, \qquad (7.8)$$

где $к_к$ – удельная стоимость КУ, руб./квар;

$p_к$ – коэффициент приведения стоимости КУ к годовым затратам.

Выражение для суммарных годовых затрат на потери электроэнергии и на КУ имеет вид:

$$З = З_э + З_к = \frac{P_н^2 + (Q_н - Q_к)^2}{U^2} R c_э + з_к Q_к, \qquad (7.9)$$

где $P_н$ и $Q_н$ – активная и реактивная мощность, потребляемая в узле;

$Q_к$ – мощность устанавливаемых КУ;

$c_э$ – стоимость потерь мощности в максимум нагрузки, равная произведению стоимости электроэнергии $b_э$, руб./кВт·ч, на число часов максимальных потерь τ.

Для определения оптимальной мощности КУ $Q_{к0}$ приравняем нулю производную (7.9) по $Q_к$ (при этом для простоты не учитываем влияния КУ на напряжение):

$$\frac{dЗ}{dQ_к} = -\frac{2(Q_н - Q_{к0})}{U^2} R c_э + з_к = 0, \qquad (7.10)$$

откуда

$$Q_{к0} = Q_н - \frac{з_к U^2}{2 R c_э} = Q_н - \frac{E}{R} = Q_н - Q_э, \qquad (7.11)$$

где $Q_э$ – реактивная мощность, которую экономически целесообразно передавать по сети (не компенсировать);

$E = з_к U^2 / 2 \cdot c_э$ – постоянная величина, называемая потенциалом затрат.

7.1.3. Закономерности оптимальных решений по компенсации реактивной мощности

Первая закономерность следует непосредственно из формулы (7.11): реактивная мощность, которую экономически целесообразно передавать по сети, не зависит от исходной реактивной мощности и определяется только параметрами сети (R и U), стоимостями КУ и электроэнергии и предельным сроком окупаемости. Это позволяет определить для каждого узла сети экономическое значение потребляемой реактивной мощности $Q_э$, которое остается стабильным при росте нагрузок: любое потребление выше $Q_э$ должно компенсироваться на месте.

Второй закономерностью является то, что значение $Q_э$ определяется *соотношением* стоимостей КУ и электроэнергии и при их пропорциональном изменении остается неизменным. Поэтому если предполагать пропорциональный рост цен на КУ и электроэнергию, значение $Q_э$ остается стабильным на долговременном периоде.

Третья закономерность состоит в том, что при увеличении потребления активной энергии и стабильном значении $Q_э$ коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi_э$ не остается неизменным и имеет

тенденцию к уменьшению. Это затрудняет его использование в качестве нормируемой величины. Следует, однако, иметь в виду, что формула (7.11) выведена в предположении постоянства сопротивления сети. Если же предположить, что с ростом нагрузок сеть развивается (периодически вводятся в строй новые линии), в результате чего ее эквивалентное сопротивление по отношению к узлу нагрузки снижается, и считать что на длительном временном интервале это снижение пропорционально росту нагрузок, то из (7.11) следует постоянство $\operatorname{tg}\varphi_э$ и пропорциональный рост $Q_э$.

Четвертая закономерность очевидна и состоит в том, что чем дальше приходится передавать реактивную мощность (увеличивается R), тем ниже значения $Q_э$ и $\operatorname{tg}\varphi_э$, причем их снижение прямо пропорционально увеличению R. Как правило, чем ниже номинальное напряжение сети, тем больше суммарное сопротивление элементов по пути передачи реактивной мощности от ее источников, расположенных в сетях высокого напряжения, поэтому и более низкими становятся значения $\operatorname{tg}\varphi_э$.

Формула (7.11) выведена для сети одного напряжения. Удельные стоимости КУ разных номинальных напряжений существенно различаются: их соотношение для сетей 110 кВ, 6–10 кВ и 0,4 кВ можно приблизительно выразить цифрами 1/1,5/2,0. В этом случае встает вопрос о выборе предпочтительных мест установки КУ. С одной стороны, КУ более высоких номинальных напряжений разгружают от реактивной мощности только сети высоких напряжений и, следовательно, снижают потери электроэнергии в этих сетях; с другой стороны, они дешевле, что предполагает экономическую оправданность установки большей их мощности. Определим оптимальные мощности и места установки КУ в составной сети двух напряжений с сопротивлениями $R_в$ и $R_н$, приведенными для удобства расчета к единому базовому напряжению. Целевую функцию запишем аналогично (7.9), исключив активную мощность P, не влияющую на результат оптимизации:

$$З_Q = \frac{(Q_н - Q_{кв} - Q_{кн})^2}{U^2} R_в c_э + \frac{(Q_н - Q_{кн})^2}{U^2} R_н c_э + з_{кв} Q_{кв} + з_{кн} Q_{кн}, \qquad (7.12)$$

где индексами «в» и «н» обозначены величины, относящиеся, соответственно, к сетям высокого и низкого напряжений.

Взяв частные производные функции (7.12) по $Q_{кв}$ и $Q_{кн}$ и решив полученную систему двух уравнений, получим:

$$Q_{кв0} = \frac{E_н - E_в}{R_н} - \frac{E_в}{R_в}; \qquad (7.13)$$

$$Q_{кн0} = Q_н - \frac{E_н - E_в}{R_н}. \qquad (7.14)$$

Суммарная мощность КУ равна

$$Q_{к\Sigma_0} = Q_н - \frac{E_в}{R_в}. \qquad (7.15)$$

Из уравнения (7.15) следует, что необходимая суммарная мощность КУ в узле определяется параметрами только сети высокого напряжения и при ее расчете учитывать параметры сети низкого напряжения не нужно. Использованию в практических расчетах этого вывода препятствуют два обстоятельства. Первое состоит в том, что правильное определение суммарной мощности КУ в узле не избавляет от необходимости решать впоследствии задачу ее распределения между сетями. Правда, уже отдельно для каждого узла основной сети.

Второе обстоятельство состоит в том, что формула (7.15) не накладывает ограничений на знаки $Q_{кв0}$ и $Q_{кн0}$ – их арифметическая сумма действительно будет удовлетворять поставленному условию (возможности не учитывать сеть низкого напряжения при выборе суммарной мощности КУ) даже если одна из величин станет отрицательной. Однако, отрицательная мощность КУ говорит не о целесообразности устанавливать реактор вместо конденсаторной батареи, а о том, что затраты можно снизить, уменьшив мощность $Q_{кв}$ на полученную отрицательную величину. Физически же снимать в этом узле нечего, и система уравнений должна решаться при ограничении $Q_{кв0} \geq 0$. В этом случае

$$Q_{к\Sigma_0} = Q_н - \frac{E_н}{R_в + R_н}, \qquad (7.16)$$

что соответствует экономической целесообразности установки всей мощности КУ в сети низкого напряжения.

Условие, при котором $Q_{кв0} > 0$, имеет вид:

$$\frac{R_н}{R_в} \leq \frac{c_{кн}}{c_{кв}} - 1. \qquad (7.17)$$

Соотношение $R_н/R_в$ фактически является соотношением нагрузочных потерь электроэнергии в сетях. Если принять приведенное выше соотношение стоимостей КУ в сетях 6–10 и 110 кВ $c_{кн}/c_{кв} = 1{,}5$, то условие (7.17) соблюдается при $R_н/R_в \leq 0{,}5$, то есть при относительных потерях в сетях 110 кВ, в два и более раза превышающих потери в сетях 6–10 кВ. Это очень редкая ситуация.

Полученное соотношение говорит о том, что при совместном рассмотрении сетей 6–10 и 110 кВ практически всегда КУ целесообразно устанавливать в сети 6–10 кВ. Если формулу (7.17) применить к решению задачи распределения КУ между сетями 6–10 и 0,4 кВ (соотношение $c_{кн}/c_{кв} = 2/1{,}5 = 1{,}33$), то размещение части КУ

в сетях 6–10 кВ целесообразно, если относительные нагрузочные потери в них в три раза больше, чем в сетях 0,4 кВ. Эта ситуация также не может считаться распространенной, однако может иметь место в сетях промышленных предприятий.

Проведенные ранее расчеты показали, что около 70 % всей мощности КУ, которые необходимо установить в электрических сетях России, целесообразно устанавливать в сетях 0,4 кВ, 25 % – в сетях 6–10 кВ и около 5 % – в сетях 110 кВ и выше. Такое распределение обеспечивало минимум суммарных затрат на КУ и на потери электроэнергии во всех сетях в целом, принадлежащих одному собственнику – государству. Очевидно, что в рыночных условиях невозможно обязать одного собственника сетей (например, промышленного потребителя) производить затраты на КУ из условия, что это является оптимальным решением с точки зрения суммарных потерь в его сетях и в сетях энергоснабжающей организации. Последняя при этом получает снижение потерь, не затрачивая никаких средств. Поэтому в настоящее время требования к предельному потреблению реактивной мощности потребителями устанавливаются только из условий технической допустимости ее передачи в объемах, при которых не нарушаются допустимые уровни напряжений в узлах. Задача определения экономически целесообразной мощности КУ в сетях каждого собственника решается им самим на основе учета параметров только своей сети.

На рис. 7.1 приведены зависимости затрат на потери электроэнергии и на КУ, производных затрат и сроков их окупаемости от передаваемой по сети реактивной мощности. Начальное значение суммарных затрат, состоящее только из затрат на потери $З_{э\,Q}$, обусловленных передачей реактивной мощности, соответствует точке *1* на рис. 7.1, *а*. По мере роста мощности КУ и снижения реактивной мощности, передаваемой по сети, затраты $З_{э\,Q}$ снижаются по квадратичной зависимости. При полной компенсации реактивной мощности ($Q_к = Q_н$), затраты на потери $З_{э\,Q} = 0$. Затраты на КУ $З_к$ линейно возрастают по мере увеличения мощности КУ.

Суммарные затраты (кривая между точками *1* и *2* на рис. 7.1, *а*) при снижении передаваемой реактивной мощности вначале снижаются, а затем после достижения своего минимума возрастают. Точка *0* соответствует мощности КУ, при которой срок окупаемости затраты на последнюю их единицу окупаются за $t_{ок.\,пр} = 5$ лет (на рис. 7.1, *в*). В точке *2* суммарные затраты опять становятся равными начальным затратам. Это означает, что затраты на потери снизились на величину, равную затратам на КУ. Срок окупаемости этой мощности КУ $T_{ок} = 5$ лет. Он больше срока окупаемости оптимальной мощности КУ, равного $T_{ок\,0}$, так как единицы мощности КУ,

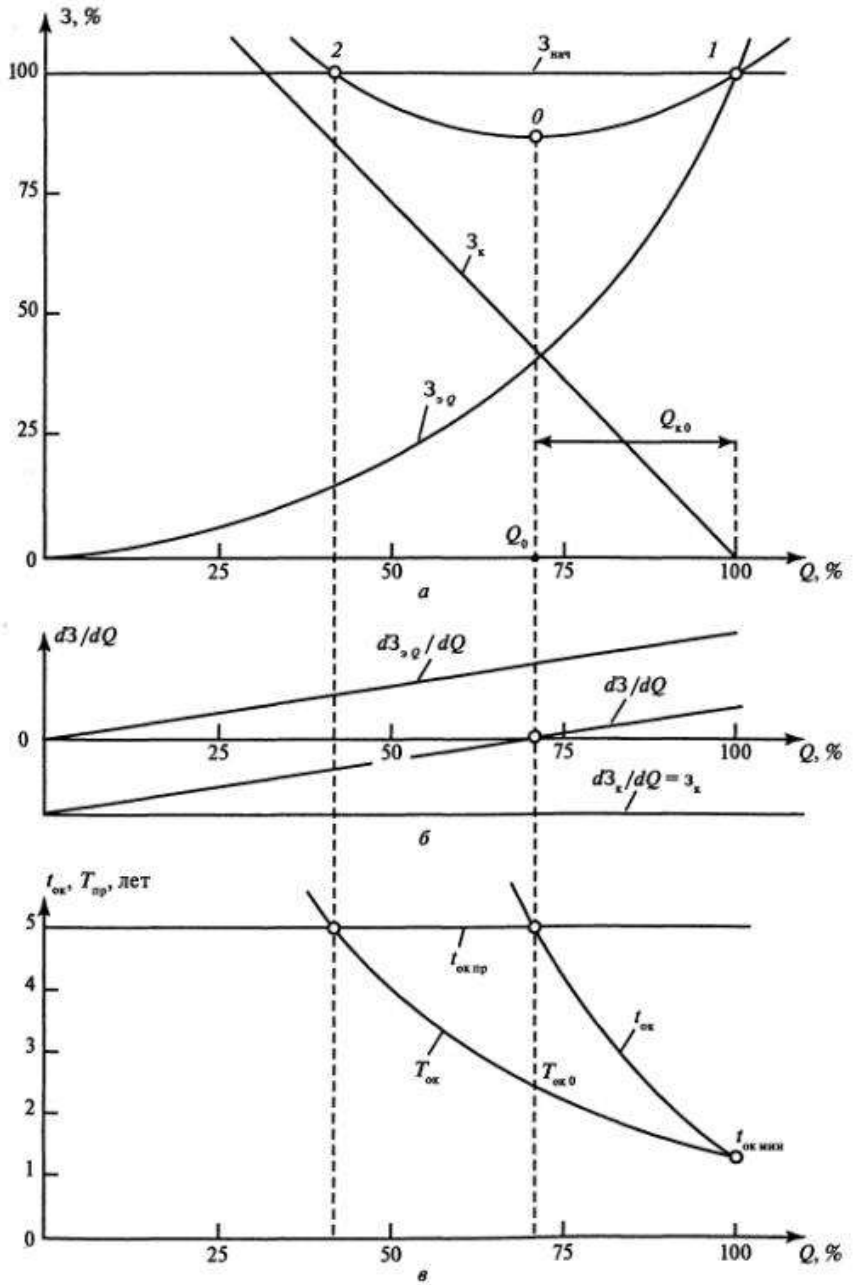


Рис. 7.1. Зависимости затрат на потери электроэнергии и на КУ от передаваемой реактивной мощности

добавляемые сверх $Q_{к0}$, окупаются за $t_{ок} > 5$ лет и постепенно «съедают» эффект, накопленный начальными единицами. Мощность КУ, соответствующая точке *2*, ровно в два раза больше оптимальной мощности КУ, и это является еще одной закономерностью оптимизационных расчетов.

Зависимости производных затрат приведены на рис. 7.1, *б*. Производные затрат на потери линейно изменяются от своего начального значения при $Q = 100$ % до нуля при $Q = 0$. Производная затрат на КУ имеет постоянное отрицательное значение, равное $з_к$. Производная суммарных затрат становится равной нулю в точке $Q = Q_0$.

7.1.4. Выбор оптимальной мощности КУ в узлах сложной сети

Под сложной сетью в данном случае понимается сеть со многими узлами. В такой сети нельзя определить оптимальную мощность КУ в каждом узле, рассматривая его отдельно. Изменение потока реактивной мощности на каждом участке сети определяется КУ, установленными во всех ее узлах. Установка КУ в одном узле изменяет показатели эффективности их установки в других узлах. В этом случае ставится задача определения оптимального сочетания мощности и мест установки КУ, обеспечивающих минимум суммарных затрат. Такое решение должно также обеспечивать допустимые уровни напряжений в узлах. Последние обычно задаются ограничениями в форме неравенств (не ниже $U_{мин}$ и не выше $U_{макс}$).

Для решения таких задач обычно используются градиентные методы оптимизации, реализующие итерационные алгоритмы постепенного приближения к оптимальному решению. Для определения направления движения к минимуму рассчитывают частные производные суммарных затрат (целевой функции) по мощности КУ в каждом узле. Физически они представляют собой удельные парциальные снижения суммарных затрат, руб./квар в год, при установке единичной мощности КУ в различных узлах. Далее малую мощность КУ (порцию КУ) распределяют между узлами пропорционально значениям производных. Очевидно, что при таком распределении бóльшая часть порции КУ попадет в узлы с бóльшими значениями производных, так как снижение реактивной мощности в этих узлах наиболее сильно снижает суммарные затраты. При новых значениях реактивной мощности в узлах вновь определяют частные производные, которые будут иметь меньшие значения, чем на предыдущем шаге. Следующую порцию суммарной мощности КУ распределяют между узлами пропорционально новым значениям производных и т. д.

На каждом шаге оптимизации рассчитывают УР сети и проверяют соблюдение условия по допустимым уровням напряжения в узлах. В расчет вовлекаются также трансформаторы связи сетей различных классов напряжения, выбор оптимальных коэффициентов трансформации которых позволяет ввести уровни напряжения в узлах в допустимые пределы.

При изменившихся через несколько итераций реактивных нагрузках узлов некоторые производные могут стать отрицательными, что говорит о завышенной мощности КУ, определенной для этих узлов на предыдущих итерациях. При распределении новой порции КУ в эти узлы будет добавляться отрицательная порция мощности КУ и мощность КУ в них снизится, а в узлах с положительными значениями производных продолжит увеличиваться. Расчет заканчивается, когда производные в узлах с накопившейся мощностью КУ становятся близкими к нулю, что говорит о том, что дальнейшее увеличение или уменьшение мощности КУ приведет только к увеличению суммарных затрат (достигнута точка *0* на рис. 7.1, *а* для всех узлов).

Для проведения итерационных расчетов целевую функцию (7.9) выразим через передаваемую в узел реактивную мощность, произведя замену $Q = Q_н - Q_к$ и исключив неиспользуемую величину $P_н$:

$$З_Q = З_{э Q} + З_к = \frac{Q^2}{U^2} R c_э + з_к (Q_н - Q), \qquad (7.18)$$

где $З_{э Q}$ – затраты на потери.

Вектор частных производных (обозначим их для простоты σ) с использованием матричных обозначений (см. прил. 4) имеет вид:

$$\boldsymbol{\sigma} = \frac{2 c_э}{U^2} \boldsymbol{R Q}_t - \boldsymbol{з}_к = b\mathbf{c} - \boldsymbol{з}_к, \qquad (7.19)$$

где $b = 2 c_э / U^2$;

$\mathbf{c}$ – столбцевая матрица, элементами которой являются произведения i-й строки матрицы $\boldsymbol{R}$ и столбцевой матрицы $\boldsymbol{Q}_t$;

$\boldsymbol{з}_к$ – столбцевая матрица удельных годовых затрат на КУ (при одинаковых удельных затратах на КУ во всех узлах представляет собой столбец с одинаковыми значениями, равными $З_к$).

Проиллюстрируем расчет оптимальной мощности КУ на примере схемы рис. П4.2. Реактивные нагрузки узлов примем равными 30; 40 и 60 Мвар; $\tau = 4000$ ч; $b_э = 2$ руб./кВт·ч ($c_э = \tau\, b_э = 8$ млн руб./МВт). Удельная стоимость КУ $к_к = 800$ руб./квар (0,8 млн руб./Мвар), ежегодные затраты на обслуживание и ремонт КУ $p_0 = 5$ %; $t_{ок.\,пр} = 5$ лет. При этих данных $b = 2 c_э / U^2 = 2 \cdot 8 / 220^2 = 0{,}33 \cdot 10^{-3}$.

Приведенные к году удельные затраты на КУ определяем по формуле (7.8):

$$з_к = 0{,}8\left(\frac{1}{5}+\frac{5}{100}\right)=0{,}2 \text{ млн руб./Мвар в год.}$$

Подставив данные в формулу (7.19), получим выражение для численного определения производных:

$$\boldsymbol{\sigma} = 0{,}33\cdot 10^{-3}\begin{vmatrix}21 & 9 & 7\\ 9 & 21 & 3\\ 7 & 3 & 9\end{vmatrix}\times\begin{vmatrix}30\\40\\60\end{vmatrix}-\begin{vmatrix}0{,}2\\0{,}2\\0{,}2\end{vmatrix}. \qquad (7.20)$$

Вычислим значения элементов матрицы **c**:

$$c_1 = 21\cdot 30 + 9\cdot 40 + 7\cdot 60 = 1410;$$
$$c_2 = 9\cdot 30 + 21\cdot 40 + 3\cdot 60 = 1290;$$
$$c_3 = 7\cdot 30 + 3\cdot 40 + 9\cdot 60 = 870.$$

Умножая значения с на $0{,}33\cdot 10^{-3}$, получим следующие значения производных:

$$\boldsymbol{\sigma} = \begin{vmatrix}0{,}465\\0{,}425\\0{,}287\end{vmatrix}-\begin{vmatrix}0{,}2\\0{,}2\\0{,}2\end{vmatrix}=\begin{vmatrix}0{,}265\\0{,}226\\0{,}087\end{vmatrix}. \qquad (7.21)$$

Численные значения элементов матрицы $\boldsymbol{\sigma}$ означают, что при установке единицы мощности КУ в первом узле суммарные годовые затраты снижаются на 0,265 млн руб., во втором на 0,226 млн руб., в третьем на 0,087 млн руб. Задача оптимизации состоит в определении мощностей КУ в узлах, при которых все производные станут равными нулю. Сделаем первый шаг, распределив между узлами суммарную мощность КУ, равную 30 Мвар (шаг итерации). Распределяя ее пропорционально значениям производных (7.21), получим мощности КУ в узлах $Q_к = 13{,}8$; 11,7 и 4,5 Мвар. Снизившиеся реактивные нагрузки узлов $Q = Q_н - Q_к$ станут равными 16,2; 28,3 и 55,5 Мвар.

Полученные значения реактивных нагрузок вновь подставляют в (7.19) и определяют производные в новой точке. По мере приближения производных к нулю шаг итерации, естественно, приходится уменьшать, чтобы не проскочить нулевую точку. Как в любом итерационном процессе, чем больше делается итераций, тем ближе к нулевому значению можно привести производные. В связи с уменьшением шага мощности КУ изменяются все в меньшей степени. Существуют алгоритмы определения оптимального значения шага на каждой итерации, основанные на анализе вторых производных целевой функции. Если первая производная показывает скорость изменения суммарных затрат при изменении мощности КУ

в узле, то вторая производная показывает, насколько быстро изменяется первая производная. Здесь такие алгоритмы не рассматриваются.

В связи с тем, что в процессе последовательных приближений достичь точного приведения производных к нулю невозможно (можно лишь бесконечно приближаться к нему), устанавливают допустимое отличие производных от нуля, при котором процесс итераций заканчивают.

Примем это отличие равным 7,5 % удельных затрат на КУ, то есть 0,015 млн руб./Мвар в год. В данном примере шаги итерации принимались равными: на первой итерации 30 Мвар, на второй и третьей по 10 Мвар, на четвертой 3 Мвар. На пятой итерации производные стали меньше 0,015 руб./Мвар в год. Значения величин, вычисление которых подробно описано для первой итерации, приведены ниже для всех итераций:

Итерация	1	2	3	4	5
Q_1	30	16,2	11,3	6,0	3,6
Q_2	40	28,3	24,4	20,5	19,3
Q_3	60	55,5	54,3	53,5	54,1
c_1	1410	983	837	685	628
c_2	1290	907	777	645	600
c_3	870	698	641	585	570
σ_1	0,265	0,125	0,076	0,026	0,072
σ_2	0,226	0,099	0,056	0,013	−0,002
σ_3	0,087	0,030	0,011	−0,007	−0,012
$Q_{к1}$	13,8	(+4,9 = 18,7)	(+5,3 = 24,0)	(+2,4 = 26,4)	26,4
$Q_{к2}$	11,7	(+3,9 = 15,6)	(+3,9 = 19,5)	(+1,2 = 20,7)	20,7
$Q_{к3}$	4,5	(+1,2 = 5,7)	(+0,8 = 6,5)	(−0,6 = 5,9)	5,9
$Q_{к\Sigma}$	30	(+10 = 40)	(+10 = 50)	(+3 = 53)	53

Из приведенных результатов видно, что производная σ_3 на четвертой итерации стала отрицательной. Это говорит о том, что мощность КУ в узле 3, увеличивавшаяся на предыдущих итерациях, при новой мощности КУ в остальных узлах стала излишней и была уменьшена на 0,6 Мвар. На пятой итерации производная стала отрицательной и во втором узле. Следующая итерация с шагом, например, 1 Мвар приведет к незначительному снижению мощности КУ во втором и третьем узлах и увеличению в первом узле (суммарное изменение равно шагу).

Данный пример приведен с целью иллюстрации порядка расчета. При программной реализации расчетов по выбору КУ все величины вычисляются более точными методами. В частности, потери

электроэнергии вычисляют не методом τ , а более точными методами 2 или 3 (см. гл. 2), на каждой итерации учитывают изменение конфигурации графиков реактивной нагрузки в узлах, влияние КУ на напряжение в узлах (его увеличение увеличивает эффективность КУ и приводит к увеличению их оптимальной мощности) и другие факторы. Значения производных в силу трудоемкости получения матрицы узловых сопротивлений обычно определяют численным методом. В каждом узле поочередно изменяют реактивную мощность на небольшую величину и рассчитывают произошедшее при этом изменение потерь мощности в сети. Частное от деления изменения потерь на изменение реактивной мощности и является производной.

Чтобы завершить пример, вычислим экономические показатели полученного решения. Потери активной мощности в сети, обусловленные передачей активной мощности, в начальных условиях составляли:

$$\Delta P_{\text{нач}} = \frac{1}{U^2}\boldsymbol{Q}\boldsymbol{R}\boldsymbol{Q}_t = \frac{1}{U^2}\boldsymbol{Q}\mathbf{c} = \frac{1}{220^2}\left|30\ \ 40\ \ 60\right| \times \begin{vmatrix}1410\\1290\\870\end{vmatrix} = 3{,}02 \text{ МВт}, \qquad (7.22)$$

а при конечных нагрузках

$$\Delta P_{\text{кон}} = \frac{1}{220^2}\left|3{,}6\ \ 19{,}3\ \ 54{,}1\right| \times \begin{vmatrix}628\\600\\570\end{vmatrix} = 0{,}92 \text{ МВт}. \qquad (7.23)$$

Снижение потерь составило 2,1 МВт, что соответствует снижению затрат на потери $2{,}1 \cdot 8 \cdot 10^{-3} = 16{,}8$ млн руб. в год. Капиталовложения на приобретение, транспортировку и монтаж КУ $K_{\text{КУ}} = 53 \cdot 0{,}8 = 42{,}4$ млн руб. Ежегодные затраты на их обслуживание и текущий ремонт $З_0 = p_0 K_{\text{КУ}}/100 = 5 \cdot 42{,}4/100 = 2{,}12$ млн руб., что уменьшает ежегодный эффект от капиталовложений до $16{,}8 - 2{,}12 = 14{,}68$ млн руб. в год.

Срок окупаемости капиталовложений в суммарную мощность КУ составляет $T_{\text{ок}} = \frac{42{,}4}{14{,}68} = 2{,}9$ года.

В связи с тем, что на практике установку КУ во всех узлах не удается осуществить одновременно, возникают вопросы об экономических показателях каждого КУ в отдельности и целесообразной последовательности установки. Формулы расчета потерь мощности содержат квадраты собственных нагрузок и произведения нагрузок различных узлов. Разделить мультипликативную функцию на аддитивные составляющие, каждая из которых зависела бы только от своего аргумента, невозможно. Поэтому снижение потерь мощности в сети и экономический эффект от установки КУ в конкретном узле можно определить лишь при фиксированных нагрузках остальных узлов. Экономический эффект от установки КУ в рассматриваемом узле будет разным в случаях установки КУ только в этом узле, когда остальные нагрузки остаются на исходных значениях, или когда нагрузки в остальных узлах принимаются на уровне, соответствующем установленным КУ в узлах.

Решение второй задачи является фактически распределением между тремя КУ суммарного эффекта. Произведение первого члена строчной матрицы $\boldsymbol{Q}$ на первый член столбцевой матрицы $\mathbf{c}$ в (7.22) и (7.23) характеризует вклад в потери мощности в сети реактивной нагрузки первого узла, произведения вторых членов – вклад второго узла, третьих членов – третьего узла. Для первого узла вклад в потери при начальных нагрузках составляет $\delta P_{\text{нач}1} = 30 \cdot 1410/220^2 = 0{,}87$ МВт, а при конечных нагрузках $\delta P_{\text{кон}1} = 3{,}6 \cdot 628/220^2 = 0{,}047$ МВт. Рассчитанные аналогичным образом вклады всех узлов в потери мощности в сети приведены ниже, МВт:

Узел	1	2	3
$\delta P_{\text{нач}\,i}$	0,87	1,07	1,08
$\delta P_{\text{кон}\,i}$	0,05	0,24	0,64

Формула для определения экономического эффекта от КУ в i-м узле имеет вид:

$$Э_i = \frac{b}{2}\left(c_{i\text{нач}} Q_{i\text{нач}} - c_{i\text{кон}} Q_{i\text{кон}}\right) - \frac{p_0}{100} K_{\text{к}i}, \qquad (7.24)$$

где индексами «нач» и «кон» обозначены величины, соответствующие начальным и конечным значениям реактивных нагрузок узлов.

Для первого узла

$$Э_1 = \frac{0{,}33}{2}\left(1410 \cdot 30 - 628 \cdot 3{,}6\right)10^{-3} - \frac{5}{100} 0{,}8 \cdot 26{,}4 = 5{,}55 \text{ млн руб. в год.}$$

Рассчитанные таким же образом значения для второго и третьего узлов составляют $Э_2 = 5{,}77$ млн руб. в год и $Э_3 = 3{,}36$ млн руб. в год. Сумма эффектов равна определенному выше суммарному значению 14,68 млн руб. в год. Сроки окупаемости капиталовложений и удельные эффекты ($э_i = Э_i/Q_{\text{к}\,i}$, млн руб./Мвар в год) от установки КУ в каждом узле составляют:

$T_{\text{ок}1} = 0{,}8 \cdot 26{,}4 / 5{,}55 = 3{,}8$ года; $\quad э_i = 5{,}55 / 26{,}4 = 0{,}21$;

$T_{\text{ок}2} = 0{,}8 \cdot 20{,}7 / 5{,}77 = 2{,}9$ года; $\quad э_i = 5{,}77 / 20{,}7 = 0{,}28$;

$T_{\text{ок}3} = 0{,}8 \cdot 5{,}9 / 3{,}36 = 1{,}4$ года; $\quad э_i = 3{,}66 / 5{,}9 = 0{,}62$.

При ограниченных капиталовложениях может ставиться задача определения узла с наиболее быстрой «отдачей» затрат. В силу квадратичной зависимости потерь от нагрузки ее снижение на единицу

в зоне бóльших значений дает гораздо больший эффект, чем в зоне малых значений. Поэтому небольшая мощность КУ использует наиболее эффективный диапазон снижения потерь, имеет хорошие удельные показатели, но небольшой суммарный эффект, так как он определяется произведением удельных показателей на мощность КУ. В нашем примере таким узлом является узел 3.

Оптимальная стратегия установки КУ в сети зависит от предполагаемого места их установки в узле (на высоком или на низком напряжении подстанции) и от оценки инвестором программы капиталовложений и получаемого эффекта. Установка КУ напряжением 35–220 кВ предполагает одноразовый монтаж всей мощности в узле, а мощность КУ напряжением 6–10 кВ может наращиваться с помощью добавляемых комплектных КУ малой единичной мощности. Поэтому для КУ 35–220 кВ рассматривается оптимальная последовательность их установки в узлах, а для КУ 6–10 кВ – стратегия их наращивания.

В первом случае наиболее целесообразно начать с установки КУ в узле 3. Во втором случае наращивание мощности в узле целесообразно начинать с узлов с наиболее высокими значениями производных. В условиях примера это узел 1 ($\sigma_1 = 0{,}265$). Мощность КУ в этом узле следует наращивать до тех пор, пока производная в узле 1 не снизится до значения производной в узле 2. Далее надо наращивать мощность КУ одновременно в узлах 1 и 2 до тех пор, пока производные в узлах 1 и 2 не сравняются с производной в узле 3. После этого мощность наращивается одновременно во всех узлах до достижения оптимальных значений, рассчитанных выше.

Выбор оптимальной мощности КУ и стратегии их установки в сетях при всех описанных постановках задачи может быть выполнен с помощью программы «КРМ-стандарт», разработанной А. В. Артемьевым под руководством автора книги.

7.1.5. Интервалы неопределенности экономического эффекта от установки КУ, обусловленные погрешностями исходных данных о нагрузках узлов

В гл. 5 и прил. 4 приведены формулы, позволяющие определить интервал неопределенности расчетных потерь электроэнергии при заданных погрешностях исходных данных о нагрузках. Задача определения мощности КУ, обеспечивающих гарантированный экономический эффект, может решаться в двух постановках:

1) определение интервалов неопределенности экономического эффекта от установки КУ, мощность которых определена на основе расчетных нагрузок;

2) определение интервалов неопределенности мощности КУ в каждом узле.

В первом случае используют непосредственно формулы для интервалов неопределенности потерь электроэнергии, во втором – формулы для интервалов неопределенности производных, на основе которых рассчитывают мощности КУ.

Формулы, приведенные в прил. 4, выведены для двух вариантов расчета: при известной суммарной нагрузке сети (ситуация, характерная для условий эксплуатации) и при отсутствии таких данных (проектная задача). Выбор КУ следует отнести к проектным задачам. Кроме того, если суммарная активная нагрузка сети является показателем, определяющим сумму узловых нагрузок, то суммарная реактивная нагрузка теряет эти свойства в связи с ее искажением генерацией и большими потерями реактивной мощности в линиях, а также работой других источников реактивной мощности. Поэтому в данной задаче приходится применять формулы для несбалансированных нагрузок.

Расчет интервалов неопределенности экономического эффекта от установки КУ

Абсолютные погрешности узловых нагрузок являются исходными данными и остаются постоянными в процессе расчета, а относительные погрешности изменяются в связи с уменьшением нагрузок. Результаты расчета будут одинаковыми при использовании как тех, так и других погрешностей, но для того, чтобы не вычислять относительные погрешности при конечных нагрузках, воспользуемся формулой (П4.20) для абсолютных погрешностей. Применительно к реактивным нагрузкам она имеет вид:

$$\Delta_{y\Sigma} = \frac{2}{U^2}\sqrt{\sum_{i=1}^{n} c_i^2 \delta Q_i^2} = \sqrt{\delta_{yi}^2}. \qquad (7.25)$$

Погрешность, вносимая в расчет потерь в сети погрешностью реактивной нагрузки i-го узла, определяется по формуле:

$$\Delta_{yi} = \frac{2}{U^2} c_i \delta Q_i = q_U c_i \delta Q_i, \qquad (7.26)$$

где $q_U = 2/U^2$ (для условий примера $2/220^2 = 0{,}41 \cdot 10^{-4}$).

Рассчитаем $\Delta_{y\,i}$ и $\Delta_{y\,\Sigma}$ для условий примера при одинаковой относительной погрешности узловых реактивных нагрузок, равной 10 %, что соответствует абсолютным погрешностям 3, 4 и 6 Мвар, соответственно. При этом интервалы неопределенности нагрузок узлов составляют (30 ± 3) Мвар; (40 ± 4) Мвар и (60 ± 6) Мвар. Значения c_i при начальных и конечных нагрузках узлов приведены в предыдущем расчете.

Значения Δ_y, максимальных $\delta P_{макс}$ и минимальных $\delta P_{мин}$ вкладов узлов в потери мощности в сети при начальных и конечных нагрузках узлов составляют, МВт:

Узел	1	2	3
$\Delta_{y\ нач}$	0,17	0,21	0,21
$\Delta_{y\ кон}$	0,08	0,1	0,14
$\delta P_{макс.\ нач}$	0,87 + 0,17 = 1,04	1,07 + 0,21 = 1,28	1,08 + 0,21 = 1,29
$\delta P_{мин.\ нач}$	0,87 – 0,17 = 0,7	1,07 – 0,21 = 0,86	1,08 – 0,21 = 0,87
$\delta P_{макс.\ кон}$	0,05 + 0,08 = 0,13	0,24 + 0,1 = 0,34	0,64 + 0,14 = 0,78
$\delta P_{мин.\ кон}$	0,05 – 0,08 = –0,03	0,24 – 0,1 = 0,14	0,64 – 0,14 = 0,5

Отрицательная нижняя граница расчетного вклада первого узла в потери мощности в сети при конечных нагрузках узлов физически необъяснима, так как минимальная нагрузка узла остается положительной: 3,6 – 3 = 0,6 Мвар. Если бы она перешла через ноль и стала генерацией, то ее воздействие, очевидно, снижало бы общие потери. В данном же случае проявляется описанная в прил. 4 неточность формул, обусловленная линеаризацией функции потерь и приводящая к некоторому завышению отрицательной и занижению положительной погрешности в величине потерь. Эта неточность проявляется при больших погрешностях нагрузок, а погрешность нагрузки первого узла, равная 3 Мвар, по отношению к конечному значению нагрузки 3,6 Мвар составляет 83 %. Поэтому эффект перехода расчетного вклада в потери через нулевое значение проявился раньше, при небольшом положительном значении нагрузки. При использовании более точных формул интервал вклада, скорее всего, передвинулся бы вверх на 0,04 МВт и составил бы от 0,01 до 0,17 МВт. Тем не менее рассчитаем интервалы неопределенности экономического эффекта от установки КУ в каждом узле при тех значениях вкладов, которые получились по данным формулам.

Суммарная погрешность $\Delta_{y\Sigma}$, определяемая по формуле (7.25), при начальных нагрузках составляет 0,34 МВт, при конечных нагрузках – 0,19 МВт. Максимальные и минимальные значения потерь мощности при начальных и конечных нагрузках составят:

$$\Delta P_{макс.\ нач} = 3{,}02 + 0{,}34 = 3{,}36 \text{ МВт};$$
$$\Delta P_{мин.\ нач} = 3{,}02 - 0{,}34 = 2{,}68 \text{ МВт};$$
$$\Delta P_{макс.\ кон} = 0{,}92 + 0{,}19 = 1{,}11 \text{ МВт};$$
$$\Delta P_{мин.\ кон} = 0{,}92 - 0{,}19 = 0{,}73 \text{ МВт}.$$

Максимальные и минимальные границы интервалов неопределенности снижения потерь $\delta\Delta P_{макс}$ и $\delta\Delta P_{мин}$, снижения затрат на потери $\delta З_{п.\ макс}$ и $\delta З_{п.\ мин}$, снижения суммарных затрат на потери

и на КУ $\delta З_{макс}$ и $\delta З_{мин}$ и срока окупаемости капиталовложений $T_{ок.\ макс}$ и $T_{ок.\ мин}$ составят:

$$\delta\Delta P_{макс} = 3{,}36 - 1{,}11 = 2{,}25 \text{ МВт};$$
$$\delta\Delta P_{мин} = 2{,}68 - 0{,}73 = 1{,}95 \text{ МВт};$$
$$\delta З_{п.\ макс} = 2{,}25 \cdot 8 = 18 \text{ млн руб. в год};$$
$$\delta З_{п.\ мин} = 1{,}95 \cdot 8 = 15{,}6 \text{ млн руб. в год};$$
$$\delta З_{макс} = 18 - 2{,}12 = 15{,}88 \text{ млн руб. в год};$$
$$\delta З_{мин} = 15{,}6 - 2{,}12 = 13{,}48 \text{ млн руб. в год};$$
$$T_{ок.\ макс} = 42{,}4 / 13{,}48 = 3{,}2 \text{ года};$$
$$T_{ок.\ мин} = 42{,}4 / 15{,}88 = 2{,}7 \text{ года}.$$

С помощью аналогичных расчетов определим интервалы неопределенности индивидуальных экономических показателей КУ в каждом узле.

Интервал вклада первого узла в потери мощности в сети при начальных нагрузках составляет от 0,87 – 0,17 = 0,7 МВт до 0,87 + 0,17 = = 1,04 МВт, а при конечных нагрузках от 0,05 – 0,08 = –0,03 МВт до 0,05 + 0,08 = 0,13 МВт.

Минимальное снижение потерь от установки КУ в первом узле составляет $\delta\Delta P_{мин} = 0{,}7 - (-0{,}03) = 0{,}73$ МВт, максимальное $\delta\Delta P_{макс} =$ $= 1{,}04 - 0{,}13 = 0{,}91$ МВт. Снижение затрат на потери составит от $\delta З_{п.\ мин} = 0{,}73 \cdot 8 \cdot 10^{-3} = 5{,}8$ до $\delta З_{п.\ макс} = 0{,}91 \cdot 8 \cdot 10^{-3} = 7{,}28$ млн руб. в год. Стоимость КУ в первом узле $K_{КУ} = 26{,}4 \cdot 0{,}8 = 21{,}12$ млн руб., а ежегодные затраты на их обслуживание $З_о = p_о K_{КУ}/100 = 5 \cdot 21{,}12 / 100 = 1{,}06$ млн руб. Интервал снижения суммарных затрат на потери и на КУ составит от $\delta З_{\Sigma мин} = 5{,}8 - 1{,}06 = 4{,}74$ до $\delta З_{\Sigma макс} = 7{,}28 - 1{,}06 =$ $= 6{,}22$ млн руб. в год, а срок окупаемости капиталовложений – от 21,12 / 6,22 = 3,4 до 21,12 / 4,74 = 4,5 лет.

Результаты расчетов для всех узлов приведены ниже:

Узел	1	2	3
$Q_к$, Мвар	26,4	20,7	5,9
$K_{КУ}$, млн руб.	21,12	16,6	4,7
$З_о$, млн руб. в год	1,06	0,83	0,24
$\delta\Delta P_{макс}$, МВт	1,04 – 0,13 = 0,91	1,28 – 0,34 = 0,94	1,29 – 0,78 = 0,51
$\delta\Delta P_{мин}$, МВт	0,7 – (–0,03) = 0,73	0,86 – 0,14 = 0,72	0,87 – 0,5 = 0,37
$\delta З_{п.\ макс}$, млн руб. в год	7,28	7,52	4,08
$\delta З_{п.\ мин}$, млн руб. в год	5,84	5,78	3,26
$\delta З_{\Sigma макс}$, млн руб. в год	6,22	6,69	3,84
$\delta З_{\Sigma мин}$, млн руб. в год	4,74	4,95	3,02
$T_{ок.\ макс}$, лет	4,5	3,4	1,5
$T_{ок.\ мин}$, лет	3,4	2,4	1,3
$T_{ок.\ ср}$, лет	3,8	2,9	1,4

Средние значения сроков окупаемости капиталовложений в КУ соответствуют полученным ранее при расчетных реактивных нагрузках. Максимальные значения сроков окупаемости соответствуют ситуации, при которой фактические реактивные нагрузки окажутся меньше расчетных на 10 %, минимальные – обратной ситуации. В первой ситуации мощности КУ окажутся несколько завышенными, в них попадут единицы, которые не окупаются за $t_{\text{ок. пр}} = 5$ лет.

Расчет интервалов неопределенности оптимальной мощности КУ

Разложив функцию (7.19) в ряд Тейлора и проведя операции, аналогичные описанным в прил. 4, получим выражение, связывающее абсолютную погрешность производной для i-го узла с погрешностями узловых нагрузок:

$$\Delta_{\sigma i} = b\sqrt{\sum_{i=1}^{n} R_{ij}^2 \Delta_{Ni}^2}. \qquad (7.27)$$

Вычислим значения $\Delta_{\sigma i}$ для каждого из узлов:

$$\Delta_{\sigma 1} = 0{,}33 \cdot 10^{-3}\sqrt{\left(21^2 \cdot 3^2 + 9^2 \cdot 4^2 + 7^2 \cdot 6^2\right)} = 0{,}028;$$

$$\Delta_{\sigma 2} = 0{,}33 \cdot 10^{-3}\sqrt{\left(9^2 \cdot 3^2 + 21^2 \cdot 4^2 + 3^2 \cdot 6^2\right)} = 0{,}03;$$

$$\Delta_{\sigma 3} = 0{,}33 \cdot 10^{-3}\sqrt{\left(7^2 \cdot 3^2 + 3^2 \cdot 4^2 + 9^2 \cdot 6^2\right)} = 0{,}02.$$

При определении нижних границ интервалов неопределенности оптимальной мощности КУ в узлах необходимо использовать производные (7.21), уменьшенные на $\Delta_{\sigma i}$:

$$\boldsymbol{\sigma} = \begin{vmatrix} 0{,}265 \\ 0{,}225 \\ 0{,}087 \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} 0{,}028 \\ 0{,}03 \\ 0{,}02 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0{,}237 \\ 0{,}195 \\ 0{,}067 \end{vmatrix},$$

а при определении верхних границ – увеличенные на $\Delta_{\sigma i}$:

$$\boldsymbol{\sigma} = \begin{vmatrix} 0{,}265 \\ 0{,}225 \\ 0{,}087 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} 0{,}028 \\ 0{,}03 \\ 0{,}02 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0{,}293 \\ 0{,}255 \\ 0{,}107 \end{vmatrix}.$$

Проводя для обоих вариантов матрицы производных итерационные расчеты, аналогичные рассмотренным в п. 7.1.3, получим интервалы неопределенности оптимальной мощности КУ в каждом узле.

7.1.6. Учет влияния реактивной мощности на напряжение при расчете мощности КУ

Такой учет включает в себя четыре аспекта, поэтому если утверждается, что расчет проведен с учетом влияния КУ на напряжение, следует уточнить, учет каких аспектов имеется в виду.

Первый аспект. Так как потери мощности и энергии в сети зависят от напряжений в узлах, то при их расчете до и после установки КУ при учете происходящего при этом повышении напряжения эффект от их установки будет выше, чем при расчете по номинальному напряжению, как это сделано в предыдущих разделах.

Второй аспект. При выбранной мощности КУ напряжения в узлах должны находиться в технически допустимых пределах. Теоретически можно представить, что в некоторых узлах КУ экономически не окупаются, но их приходится ставить, чтобы поднять напряжение выше нижнего допустимого предела. Вместе с тем соотношение стоимостей КУ и электроэнергии таково, что даже при учете в расчете эффекта только от снижения потерь электроэнергии (без учета эффекта от увеличения пропускной способности сети) экономически целесообразная мощность КУ оказывается больше необходимой по техническим условиям. Поэтому обычно нет необходимости проверять соблюдение технических условий на каждом шаге итерационного процесса, достаточно проверить это в конце расчета.

Третий аспект. Так как установка КУ приводит к увеличению напряжений в узлах и, следовательно, к дополнительному снижению потерь мощности и энергии, то при расчете производных потерь следовало бы учесть влияние Q на U (производные станут больше, а следовательно, и оптимальная мощность КУ получится несколько больше, чем определенная без учета этого влияния).

Если производную потерь мощности по Q определить с учетом влияния Q на U, получим выражение:

$$\sigma = \frac{d\Delta P}{dQ} = \frac{2Q}{U^2}R + \frac{2\left(P^2 + Q^2\right)}{U^4}R\,X = \sigma_Q + \sigma_U, \qquad (7.28)$$

где X – реактивное сопротивление сети;

σ_Q – составляющая, отражающая снижение потерь мощности в сети из-за снижения Q, а σ_U – из-за повышения напряжения.

Повышение напряжения вызывает снижение потерь от передачи как реактивной, так и активной мощности, что и видно из выражения для составляющей σ_U. При учете влияния Q на U минимальные потери наблюдаются уже не при $Q = 0$, как было бы при

учете только первого слагаемого, а при Q, определяемом из (7.28) при приравнивании его нулю. Сокращая при этом общий множитель $2R/U^2$, получим:

$$Q_0 + \frac{P^2 + Q_0^2}{U^4} X = Q_0 + \Delta Q_0 = 0, \qquad (7.29)$$

где ΔQ_0 – потери реактивной мощности при $Q_0 = \Delta Q_0$.

Из уравнения (7.29) следует, что $Q_0 = -\Delta Q_0$. Это означает, что минимальные потери в линии будут не при нулевой реактивной мощности, а при генерации в ее конце реактивной мощности, равной ее потерям в линии при нагрузке $P + jQ_0$, то есть в режиме, обеспечивающем нулевую реактивную мощность не в конце (в нагрузке), а в начале линии. Решая квадратное уравнение (7.29), получим:

$$Q_0 = \frac{-U^2 \pm \sqrt{U^4 - 4P^2X^2}}{2X}. \qquad (7.30)$$

Физическому решению соответствует знак «+» перед корнем.

Например, при передаче по линии 220 кВ длиной 100 км (X = = 40 Ом) мощности P = 60 МВт по уравнению (7.30) получим Q_0 = = –2,9 Мвар, то есть минимальные потери в линии будут при генерации в ее конце реактивной мощности 2,9 Мвар. При учете затрат на КУ режим с перекомпенсацией, естественно, не будет оптимальным, однако определение производных с учетом влияния Q на U приведет к некоторому увеличению оптимальной мощности КУ.

В приведенном расчете мы не учли еще одно обстоятельство: в линии происходят не только потери реактивной мощности на сопротивлении X, но и ее генерация Q_C. При учете только одного участка линии на потери в линии в соответствии с П-образной схемой замещения на расчете сказывается только половина этой генерации, относимая к ее конечному узлу. При расчете производных в узлах сложной сети в расчете будут участвовать полные генерации реактивной мощности всеми линиями, относимые своими половинами к узлам присоединения, за исключением половины генерации линиями, присоединенными к ЦП (балансирующему узлу).

При учете емкостной генерации оптимальная мощность КУ в конце рассматриваемой одной линии не только снизится на $Q_C/2$, но и в производной (7.28) дополнительно появится отрицательное слагаемое $\sigma_{U_C} = -2Q_C RX/U^4$. При потреблении в конце линии 220 кВ с указанными выше параметрами реактивной мощности Q = 30 Мвар и генерации реактивной мощности, отнесенной к конечному узлу, Q_C = 6,5 Мвар слагаемые производной (7.28) при начальных условиях составят (без сомножителя $R \cdot 10^{-3}$): σ_Q = 0,97; σ_U = 0,14; σ_{U_C} = 0,0013.

Сопоставление этих цифр показывает, что при расчете производных в данном случае учет влияния Q на U необходим в части влияния U на потери в линии (σ = 0,97 + 0,14 = 1,11) и практически несущественен в части влияния U на емкостную генерацию.

Четвертый аспект. Он касается учета статических характеристик нагрузки (СХН). Под СХН понимается зависимость мощности, потребляемой нагрузкой неизменного состава, от напряжения в узле. При увеличении напряжения на вводах ЭП возрастает потребление ими и активной, и реактивной мощности. Что касается активной мощности, то увеличение ее потребления нельзя рассматривать как увеличение потерь. Электроприемник выполняет при этом бóльшую работу, чем до повышения напряжения. Если это ЭП периодического действия (например, насос), то он будет включаться на меньшее время для выполнения той же работы, потребляя ту же электроэнергию. Некоторые ЭП имеют трудно контролируемую полезность (например, вентиляторы), и часто специалисты считают нерациональным увеличение потребления ими электроэнергии (чуть меньше дуют, ну и что, зато меньше платим за электроэнергию!). При таком подходе можно рекомендовать выключить вентиляторы совсем (хоть и душно, ну и что!) – будет существенная экономия электроэнергии. Возможно, некоторые ЭП работают зря (например, двигатели на холостом ходу, которые надо бы на эти периоды отключать).

Учет СХН активной мощности при выборе КУ еще мог применяться во времена, когда частота в сетях постоянно была ниже 50 Гц из-за превышения суммарной мощностью потребителей располагаемой мощности электростанций. Он был продиктован желанием с помощью централизованного воздействия снизить бесхозяйственное (а заодно и полезное) потребление электроэнергии. При целевой установке потреблять как можно меньше, конечно, надо работать при минимально допустимом напряжении. Однако при этом надо оценить технологический ущерб (снижение производства продукции).

Что касается реактивной мощности, то увеличение ее потребления в соответствии с СХН надо учитывать только в диапазоне ступени РН трансформатора в ЦП. Если напряжение в ЦП при установке КУ выйдет за поддерживаемое значение, то будет изменено рабочее ответвление трансформатора и напряжение опять снизится до прежнего предела (подробно эти вопросы рассмотрены в гл. 8). При этом в сети, внешней по отношению к ЦП, напряжение при установке КУ поднимется и обеспечит дополнительное снижение потерь электроэнергии.

Резюмируя изложенное, можно сказать, что учет СХН по активной мощности необоснован, а по реактивной мощности может быть применен, но с учетом РН трансформаторами. В частности, при установке КУ в сети 0,4 кВ необходимо учитывать СХН по реактивной мощности, так как КУ изменяют напряжение на вводах ЭП в этой сети и слабо влияют на напряжение в сетях более высоких напряжений. При выборе же КУ в сетях энергоснабжающих организаций учет СХН ошибочен. После установки КУ при существенном их влиянии на напряжения в узлах рабочие ответвления трансформаторов 220–35/6–10 кВ будут изменены и потребление энергии опять вернется на прежний уровень. Поэтому при проведении расчетов по выбору КУ с помощью программ расчета УР (а они имеют возможность учитывать СХН) такой учет не должен осуществляться.

7.1.7. Учет дискретности стандартных мощностей КУ

В предыдущих разделах выбор оптимальной мощности КУ производился на основе приравнивания выражений для производных суммарных затрат нулю или постепенного сведения их к нулю при использовании итерационного процесса. Это классический способ нахождения оптимума гладкой функции. На самом деле затраты на КУ имеют нелинейную зависимость от их мощности. Использование удельных затрат на КУ (сглаживание зависимости) допустимо, когда суммарную мощность КУ в узле предполагается устанавливать в виде многих комплектных конденсаторных установок 6–10 кВ или 0,4 кВ. Компенсирующие устройства более высоких напряжений имеют дискретную шкалу мощностей с достаточно большим шагом. Например, минимальная мощность КУ 35 кВ составляет 17,3 Мвар, а 110 кВ – 52 Мвар.

При строгой постановке задачу выбора оптимальной мощности КУ в этих сетях необходимо решать с помощью методов целочисленного программирования (метод динамического программирования и др.). Эти методы фактически реализуют перебор всех возможных вариантов, хотя и сокращенный за счет ряда приемов, позволяющих отказаться от рассмотрения вариантов, нереальных или заведомо худших по сравнению с уже рассмотренными [21]. Методы учета дискретности стандартных мощностей КУ при представлении сети матрицей узловых сопротивлений изложены в [22].

Применение метода постепенного наращивания мощности КУ в процессе расчета может рассматриваться как предварительный этап расчета. Хорошо, если оптимальные мощности КУ получатся близкими к их стандартным значениям. Однако вероятность этого мала.

Поэтому, если нет программного средства, использующего метод целочисленного программирования, возникает задача корректировки результатов «гладкого» оптимизационного расчета. Для этого могут использоваться рекомендации, основанные больше на инженерной логике, чем на строгих математических закономерностях, однако приемлемые для практического применения. Они предусматривают вмешательство расчетчика в процесс вычислений с учетом анализа результатов предыдущего расчета.

Второй этап расчета проводят, накладывая запрет на установку КУ в узлах, в которых на первом этапе мощность КУ оказалась намного меньше стандартной (составила, например, меньше 20 %). Если таких узлов много, то сначала запрет накладывают на узлы, в которых мощность КУ составила меньше 10 %. Закономерности оптимизационных расчетов таковы, что при запрете установки КУ в некоторых узлах мощность КУ в остальных узлах возрастает, хотя суммарная мощность КУ в сети снижается (то есть в оставшиеся узлы перейдет лишь часть мощности КУ из запрещенных узлов).

Последовательное применение этого алгоритма приводит к укрупнению мощностей КУ в узлах. В некоторых из них после запрета на установку малых мощностей мощность КУ может составить, например, 120 % стандартной мощности, что тоже невозможно. В этих узлах следует закрепить мощность КУ на стандартном значении и наложить запрет на ее увеличение в процессе следующего расчета. В случае если мощность КУ составила, например, 180 % стандартной мощности, то можно закрепить ее на уровне 200 % (два устройства). Правда, по той же закономерности в следующем расчете мощность КУ в остальных узлах несколько снизится. Этот процесс аналогичен проведению вариантных расчетов, но с помощью оптимизационного алгоритма, значительно облегчающего поиск приемлемого решения (хотя и предназначенного для оптимизации только гладких целевых функций).

7.1.8. Учет затрат на пропускную способность сетей

В приведенных ранее примерах выбора оптимальной мощности КУ в целях упрощения и наглядности иллюстрации расчеты производились с учетом влияния реактивной мощности только на потери электроэнергии в сетях. Влияние реактивной мощности на пропускную способность сетей непосредственно следует из данных, приведенных в п. 7.1.2. Например, при снижении tg φ с 0,7 до 0,5 высвобождается 18,1 – 10,6 = 7,5 % пропускной способности сети. Это необходимо дополнительно учитывать при выборе оптимальной мощности КУ.

Отнесение удельных затрат на развитие сети в целом к нагрузкам узлов представляет собой непростую операцию, так как установка КУ в разных узлах по-разному влияет на пропускную способность многочисленных элементов питающей сети, каждый из которых имеет свою стоимость. Теоретически правильно учитывать эти затраты индивидуальными значениями для каждого узла, определяемыми в соответствии с коэффициентами распределения его мощности по ветвям сети.

При учете затрат на пропускную способность сетей оценка эффективности КУ с помощью простого расчета срока их окупаемости (как это описано выше) имеет меньшую обоснованность, так как такие затраты характеризуются существенной неодновременностью. Некоторые элементы сети могут быть длительное время недогруженными, поэтому говорить об их пропускной способности не приходится: все отрицательное влияние реактивной мощности ограничивается учетом потерь электроэнергии в таких элементах. Для правильного учета затрат на пропускную способность сетей необходимо при выборе КУ использовать метод дисконтированных затрат, позволяющий учесть неодновременность вложения денежных средств в различные объекты. Этот метод является универсальным, поэтому его целесообразно применять и в случае, если разрабатывается программа постепенной установки КУ в течение длительного срока, даже если учитывается их воздействие только на снижение потерь.

7.1.9. Удельное снижение потерь электроэнергии в сетях при установке КУ

В практике планирования мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сетях часто необходима приближенная оценка эффекта от предполагаемой установки КУ. В предыдущих разделах показано, что этот эффект зависит от электрической удаленности места установки КУ от источника реактивной мощности, то есть фактически от величины потерь электроэнергии в элементах сети по пути передачи реактивной мощности к рассматриваемому месту установки КУ. При планировании установки КУ большой мощности для оценки эффекта необходимы расчеты по методике, описанной выше. Приближенные оценки эффекта допустимы, как правило, при планировании установки КУ небольшой мощности в распределительных сетях. Такая установка несущественно изменяет потоки реактивной мощности в основных сетях, поэтому для оценки их влияния на потери можно использовать парциальный эффект, кВт·ч/квар в год, соответствующий начальным нагрузкам.

Удельный эффект представляет собой производную нагрузочных потерь электроэнергии в сети по максимальной реактивной нагрузке узла

$$\Delta w = \frac{d\Delta P_{\text{макс}}}{dQ}\tau = \frac{2Q_{\text{макс}}}{U^2}R\tau = \frac{2P_{\text{макс}}\,\text{tg}\varphi}{U^2}R\tau. \qquad (7.31)$$

Потери электроэнергии в сети

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{P^2_{\text{макс}}\left(1+\text{tg}^2\varphi\right)}{U^2}R\tau, \qquad (7.32)$$

откуда

$$R = \frac{\Delta W_{\text{н}}\,U^2}{P^2_{\text{макс}}\left(1+\text{tg}^2\varphi\right)\tau}. \qquad (7.33)$$

Из (7.33) и (7.31), получим:

$$\Delta w = \frac{2\Delta W_{\text{н}}\,\text{tg}\varphi}{P_{\text{макс}}\left(1+\text{tg}^2\varphi\right)}. \qquad (7.34)$$

Поставляя в (7.34) выражение абсолютных потерь электроэнергии в сети через их значение в процентах $\Delta W_{\text{н}} = \Delta W_{\text{н, \%}}\,W/100$ и $P_{\text{макс}} = W/(8760\,k_{\text{з}})$, получим выражение, связывающее удельное снижение потерь электроэнергии в сети от установки КУ с уровнем нагрузочных потерь электроэнергии в сети $\Delta W_{\text{н, \%}}$:

$$\Delta w = 175{,}2\,k_{\text{з}}\frac{\text{tg}\varphi}{\left(1+\text{tg}^2\varphi\right)}\Delta W_{\text{н,\%}}. \qquad (7.35)$$

При средних значениях $k_{\text{з}} = 0{,}6$ и $\text{tg}\,\varphi = 0{,}6$ выражение (7.35) превращается в простую формулу:

$$\Delta w = 46{,}4\,\Delta W_{\text{н, \%}}. \qquad (7.36)$$

Из (7.36) следует, что установка КУ в сети с нагрузочными потерями электроэнергии $\Delta W_{\text{н, \%}} = 5$ % приведет к их снижению на 230 кВт·ч/квар в год. Если учесть происходящее при этом повышение напряжения на $\delta U_{\%}$, то указанную величину надо умножить на $(1 + \delta U_{\%}/100)^2$.

7.1.10. Потери электроэнергии в КУ

Источники реактивной мощности могут быть двух типов: статические КУ, к которым относятся БСК и СТК, и вращающиеся КУ – синхронные машины, к которым относятся СК и синхронные двигатели (СД).

Удельные потери мощности в БК не превышают 3 кВт/Мвар. Потери в СТК зависят от их конструкции (соотношения мощностей конденсаторов и реакторов) и в среднем составляют 6 кВт/Мвар.

Потери мощности в синхронных машинах тоже зависят от конструкции машины, напряжения и скорости вращения. Их определяют по формуле

$$\Delta P_{см} = D_1 \beta_Q + D_2 \beta_Q^2, \qquad (7.37)$$

где D_1 и D_2 – постоянные коэффициенты для рассматриваемой машины;

β_Q – коэффициент загрузки машины по отношению к ее максимальной располагаемой реактивной мощности.

Синхронные двигатели устанавливают исходя из требований технологических процессов, поэтому рассматривается не целесообразность их установки, а целесообразность их дополнительного использования в качестве КУ. Генерируя реактивную мощность, они потребляют дополнительную активную мощность, поэтому при оценке суммарного снижения потерь в сети и СД это необходимо это учитывать. Потери холостого хода в СД в отличие от СК при этом не учитываются, так как они происходят и при неиспользовании реактивной мощности СД.

Значения D_1 и D_2 для большинства СД, эксплуатируемых в сетях потребителей электроэнергии, приведены в [23]. Потери в СД зависят не только от D_1 и D_2, но и от напряжения на вводе СД и других параметров режима, которые не остаются постоянными в процессе работы. В оценочных расчетах потери в СД при его полной загрузке по реактивной мощности ($\beta_Q = 1$) можно определять по формуле

$$\Delta P_{сд} = a_{сд} + b_{сд} P_{сд}, \qquad (7.38)$$

где $P_{сд}$ – номинальная мощность СД.

Практически все СД изготавливаются с номинальным $\cos \varphi = 0{,}9$ ($\operatorname{tg} \varphi = 0{,}5$), поэтому их максимальная располагаемая реактивная мощность составляет половину номинальной мощности СД. Удельные потери в СД $\Delta p_{сд}$, кВт/Мвар, при максимальной реактивной мощности определяют по формуле

$$\Delta p_{сд} = \frac{2\left(a_{сд} + b_{сд} P_{сд}\right)}{P_{сд}}. \qquad (7.39)$$

При снижении загрузки СД по реактивной мощности ($\beta_Q < 1$) удельные потери снижаются и составляют $(1 + \beta_Q) / 2$ от номинальных потерь.

Коэффициенты $a_{сд}$ и $b_{сд}$ приведены в табл. 7.1. Там же для сравнения приведены вычисленные по формуле (7.39) удельные потери в СД мощностью 1 и 5 МВт.

Таблица 7.1

Коэффициенты потерь мощности в СД

Число оборотов в мин	$a_{сд}$	$b_{сд}$	$\Delta p_{сд}$, кВт/Мвар, при $P_{сд}$ МВт	
			1	5
СД напряжением 10 кВ				
3000	5,2	2,8	16	7,6
1000	10,4	2,7	26,1	9,6
750	9	3,8	25,6	11,2
600	10,3	3,5	27,6	11,2
500	12,6	4	33,2	13
375	11,2	5,3	33	15
300	10,6	5,8	32,8	15,8
250	10	7,1	34,2	18,2
СД напряжением 6 кВ				
3000	4,5	2,9	14,8	7,6
1000	5,6	3,5	18,2	9,2
750	5,0	4,4	18,8	10,8
600	9,5	3,5	26	10,8
500	7,9	9,2	25	12,4
375	9,5	5,4	29,8	14,6
300	12,7	4,6	34,6	14,2
250	10,6	6,6	34,2	17,4
187	6,2	11,2	35,4	25,4
167	4,5	11,1	33,2	24
100	17,4	8,5	51,8	24
Средние значения				
3000	–	–	15	8
1000–500	–	–	25	11
<500	–	–	35	15

Из данных табл. 7.1 следует, что удельные потери ниже в СД с большим числом оборотов и большой мощностью. Для лучших СД с точки зрения использования их реактивной мощности удельные потери составляют 8 кВт/Мвар, а для худших – 35 кВт/Мвар, что в 3–12 раз больше потерь в БСК.

Синхронные компенсаторы применяют специально для компенсации реактивной мощности, поэтому удельные потери в них определяют с учетом потерь холостого хода. Их значения колеблются от 30 кВт/Мвар для СК мощностью 5 Мвар до 12 кВт/Мвар для СК мощностью 320 Мвар. Еще большие потери происходят при использовании в качестве СК генераторов действующих станций, не используемых в какой-то период по основному назначению или генераторов выведенных из обычной эксплуатации неэкономичных станций. Потери в СК рассмотрены в п. 2.2.2.

По удельным потерям СК существенно проигрывают конденсаторным установкам. Однако следует помнить, что установка СК производится не только с целью снижения потерь, а и (в первую очередь) с целью повышения устойчивости режимов работы энергосистем. Свойства электрических машин таковы, что при резком снижении напряжения они резко увеличивают выдаваемую реактивную мощность, поддерживая режим. Конденсаторы ведут себя прямо противоположно: при снижении напряжения их мощность снижается пропорционально квадрату напряжения в точке их подключения, усугубляя дефицит реактивной мощности.

7.2. Взаимоотношения энергоснабжающих организаций и потребителей электроэнергии в части условий потребления и генерации реактивной мощности

7.2.1. Необходимость регулирования взаимоотношений

В силу различия технологических процессов на предприятиях различных отраслей существенно различается и потребление ими реактивной энергии. Если один из потребителей потребляет 10 единиц активной энергии и 8 реактивной, а другой при таком же потреблении активной всего 3 единицы реактивной, то вклад в потери в сетях первого потребителя будет пропорционален $10^2 + 8^2 = 164$ единицам, а другого $10^2 + 3^2 = 109$ единицам. Общие потери соответствуют 273 единицам, и они будут учтены в общем, одинаковом для всех потребителей, тарифе на услуги по передаче электроэнергии. Отсутствие экономического механизма нормализации потребления реактивной энергии приводит к равной оплате каждым потребителем общих потерь в 273 единицы, то есть по 136,5 единицы. В результате первый потребитель не «оплатил потери, обусловленные потреблением реактивной мощности своими электроустановками», как это ошибочно представляется, а заставил всех потребителей оплатить последствия своего режима потребления в равной с ним мере.

Следует отметить, что даже равное относительное потребление реактивной энергии всеми потребителями, но сверх экономического предела, экономически невыгодно самим потребителям: плата за потери электроэнергии при ее передаче с повышенным коэффициентом реактивной мощности больше, чем затраты на КРМ. Недостаточное осознание этого очевидного факта объясняется тем, что вклад конкретного потребителя в общие потери достаточно мал, поэтому его индивидуальное повышенное потребление реактивной энергии почти не скажется на общем тарифе. В связи с этим у конкретного потребителя складывается ощущение, что компенсируй – не компенсируй, а тариф все равно не изменится, поэтому нежелательны никакие дополнительные надбавки за повышенное потребление реактивной энергии. В силу того, что при отсутствии ограничивающих нормативных документов каждый конкретный потребитель захочет воспользоваться возможностью переложения части своих затрат на чужие плечи, процесс увеличения потребления реактивной мощности может стать неуправляемым.

Иногда высказываются соображения, что если потребитель установил КУ в соответствии с техническими условиями на присоединение, то в условиях эксплуатации никаких дополнительных регулирующих воздействий экономического плана быть не должно. Можно согласиться с теоретической правильностью такого подхода, тем более что именно так обстоит дело в большинстве развитых стран. Однако следует учитывать отличие технических параметров КУ, установленных в сетях отечественных потребителей десятилетия назад, от используемых за рубежом и отличие менталитета отечественных потребителей от менталитета их западных коллег.

Компенсирующие устройства западных изготовителей представляют собой комплектные *автоматически регулируемые* устройства, надежность работы которых сопоставима с надежностью телевизоров «Sony» или фотоаппаратов «Kodak». В сетях отечественных потребителей в доперестроечные годы было установлено порядка 30 млн квар конденсаторов, из которых 18–20 млн квар включаются и отключаются вручную. Если не контролировать потребление реактивной энергии из сети энергосистемы, что будет заставлять потребителя эксплуатировать их в нужном режиме?

При выходе КУ из строя западный потребитель в силу присущей ему дисциплинированности приложит все силы, чтобы заменить его на новое. Поэтому требования, установленные в технических условиях на присоединение, будут выполняться. Технические условия на присоединение большинства наших предприятий были сформулированы десятилетия назад и ориентировались на действовавшие в те времена нормативные документы и условия работы сетей.

Резкое снижение электропотребления промышленными предприятиями в 90-е годы прошлого столетия привело к повышению напряжения в сетях до пределов, опасных для электрооборудования сетей. Последовали указания об отключении КУ. Бездействовавшие в течение более десяти лет устройства не обслуживались в должной мере и частично пришли в негодность. Введение экономических стимулов для установки новых устройств является фактически способом приведения режимов потребления реактивной мощности к нормальным техническим условиям.

Реактивная энергия может производиться как производителем электроэнергии, так и потребителем. В некоторых режимах (например, в ночные часы) энергоснабжающей организации выгодно, чтобы потребитель поглощал излишнюю реактивную мощность из ее сетей. В этом случае потребитель будет оплачивать услуги по передаче электрической энергии с учетом понижающего коэффициента к тарифу.

7.2.2. Нормативные документы

В течение длительного времени (с начала 30-х годов прошлого века и до 2001 г.) взаимоотношения энергоснабжающих организаций и потребителей электроэнергии в области потребления реактивной мощности в нашей стране регулировались методикой расчета экономических значений реактивной мощности, потребляемой от сети энергоснабжающей организации, и скидками (надбавками) к тарифам на электроэнергию при отклонениях фактического потребления от установленного в договоре. Аналогичная практика существовала и в некоторых зарубежных странах.

Действовавшая «Инструкция о порядке расчетов за электрическую и тепловую энергию», которой устанавливались указанные скидки (надбавки), была утверждена в установленном порядке и зарегистрирована Минюстом России, однако была признана утратившей силу с 1 января 2001 г. (приказ Минэнерго России от 28 декабря 2000 г. № 167). Основанием для ее отмены являлось то, что она вошла в противоречие с принятыми позднее нормативными документами более высокого уровня (Гражданский кодекс РФ и Закон о государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию), которые не предусматривают надбавок к тарифу.

Возврат к решению данной проблемы произошел в 2006 г., когда реформа энергетики в стране пришла к практическому завершению. Постановлением Правительства РФ от 31 августа 2006 г. № 530 «Об утверждении правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электро-

энергетики» внесено изменение в «Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг», утвержденные постановлением Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 861.

В соответствии с внесенным в Правила пунктом 14.1, потребители электрической энергии должны соблюдать соотношения потребления активной и реактивной мощности, определенные в договоре. В случае несоблюдения этих соотношений (кроме случаев, когда это явилось следствием выполнения диспетчерских команд или осуществлялось по соглашению сторон), потребитель должен установить устройства КРМ либо оплачивать услуги по передаче электрической энергии с учетом соответствующего повышающего коэффициента к тарифу. В случае участия потребителя в регулировании реактивной мощности по соглашению с сетевой организацией к стоимости услуг по передаче электрической энергии применяется понижающий коэффициент.

По факту выявления сетевой организацией нарушения условий потребления реактивной мощности составляется акт, который направляется потребителю. Потребитель в течение 10 рабочих дней с даты получения акта должен письменно уведомить сетевую организацию о сроке, в течение которого он обеспечит соблюдение установленных характеристик путем самостоятельной установки КУ или о невозможности выполнить указанное требование и согласии на применение повышающего коэффициента к стоимости услуг по передаче электрической энергии. Указанный срок не может превышать 6 месяцев. Если по истечении 10 рабочих дней уведомление не направлено, сетевая организация может применять повышающий коэффициент к тарифу.

К настоящему времени разработаны оба документа, указанные в упомянутых постановлениях:

«Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)» утвержден приказом Минпромэнерго России от 22 февраля 2007 г. № 49 и зарегистрирован Министерством юстиции РФ (регистрационный № 9134 от 22 марта 2007 г.);

«Методические указания по расчету повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электрической энергии в зависимости от соотношения потребления активной и реактивной мощности потребителей электрической энергии»

находятся на согласовании в Федеральной службе по тарифам РФ (по состоянию на 1.01.2009 г.).

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии состоят из двух составляющих: платы за содержание электрических сетей и платы за потери электроэнергии, происходящие при передаче электроэнергии по сети. Повышающие (понижающие) коэффициенты к тарифам на услуги по передаче электрической энергии применяются только к плате за содержание электрических сетей.

Установление нормативных значений обычно осуществляется одним из трех способов, приведенных ниже в порядке увеличения точности нормируемых величин и одновременного снижения бесспорности их применения.

Первый способ заключается в установлении однозначных численных значений норм. Такой способ применен при установлении предельных значений коэффициента реактивной мощности для потребителей, присоединенных к сетям 0,4–110 кВ. Очевидно, что единое значение нормы не может быть теоретически правильным для любого узла сети, однако применение таких норм при оформлении договорных отношений не может оспариваться, так как цифра установлена нормативным документом, утвержденным в установленном порядке.

Второй способ заключается в установлении в нормативном документе формул, по которым рассчитывается нормируемая величина. При этом используется ряд исходных данных, характеризующих условия электроснабжения конкретного потребителя: его удаленность от источника электроэнергии, соотношение графика его нагрузки с графиком суммарной нагрузки сети и т. п. Сам расчет достаточно легок и может быть выполнен любой стороной с применением обычного калькулятора. Такой способ применялся ранее (до 2001 г.) при определении коэффициентов реактивной мощности, включаемых в договор с любым потребителем. Очевидно, что определяемые величины в этом случае более точно соответствуют физическим законам влияния нагрузки данного потребителя на режим работы сети. Однако практика применения таких документов показала, что нередко возникают споры между сторонами по поводу правильности тех или иных исходных данных, тем более что некоторые из них представляются энергоснабжающей организацией и практически не могут быть проверены потребителем.

Третий способ применяется при нормировании параметров достаточно сложных технических процессов и заключается в применении программных средств, расчетные алгоритмы которых в силу своей сложности не могут быть детально изложены в нормативном документе. В этом случае в документе устанавливаются критерии расчета и основные принципы методики его проведения, а также

необходимость сертификации программных средств для подтверждения соответствия алгоритма расчета методу, установленному нормативным документом.

Первый и второй способ применяются к «массовым» потребителям. Ошибки в определении точных значений для каждого потребителя компенсируются в их суммарном воздействии на режим работы сети, а установление единой нормы исключает необходимость сложных расчетов для каждого из многочисленных «малых» потребителей и последующие дискуссии по спорным моментам.

Каждый потребитель, присоединенный к сети 220 кВ и выше, имеет уникальные условия электроснабжения (схемы внешнего электроснабжения не могут быть приведены к каким-либо типовым ситуациям). В то же время нагрузка каждого из них обычно оказывает существенное влияние на уровни напряжения во всех других узлах и на перетоки мощности по всем линиям сетевой организации. Применение для расчета коэффициента реактивной мощности таких потребителей каких-либо простых формул невозможно. Предельные значения коэффициента реактивной мощности для каждого потребителя могут быть определены только из расчета УР всей сети сетевой компании. Провести такие расчеты может только сама сетевая организация совместно с соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления. Эти расчеты не могут быть детально проанализированы каждым потребителем, поэтому сохраняется возможность определенного «произвола» со стороны расчетчика. Нормативный документ в этой области не может обеспечить 100%-й однозначности расчета, результаты которого не зависели бы от расчетчика, и может лишь установить основные принципы проведения расчетов, ограничивающие возможности получения «какого угодно» результата.

Программные средства расчета УР (программы РАСТР, МУСТАНГ, ДАКАР и др.) применяются в Федеральной сетевой компании (ОАО «ФСК ЕЭС») и Системном операторе Единой энергосистемы России (ОАО «СО ЕЭС») в качестве основного средства анализа режимов. В достоверности расчета режимов в наибольшей степени заинтересованы сами пользователи независимо от необходимости расчета по ним параметров договорных условий, поэтому сертификация этих программных средств не имеет смысла.

Нормативные значения определяются для режима непривлечения потребителя к регулированию реактивной мощности. Его привлечение к регулированию осуществляется по инициативе энергоснабжающей организации, она рассчитывает желаемые диапазоны регулирования и предлагает потребителю оказать ей такую услугу за определенную законом оплату. Потребитель вправе отказаться от предложения, посчитав его невыгодным для себя. Поэтому

регламентация «желаний» энергоснабжающей организации в нормативном документе бессмысленна; возможность оказания услуги и изменения предложенных параметров определяется при согласовании условий ее предоставления.

7.2.3. Значения коэффициентов реактивной мощности, указываемые в договорах на оказание услуг по передаче электрической энергии

Технически необходимая степень КРМ в каждой точке сети определяется параметрами линий, соединяющих эту точку с источниками питания. Эти параметры индивидуальны для каждой точки и, следовательно, для каждого потребителя. Однако тарифы на электроэнергию не устанавливаются индивидуально для каждого потребителя, а дифференцируются только по четырем уровням напряжения питания: 110 кВ и выше, 35 кВ, 6–20 кВ и 0,4 кВ.

Дифференциация условий потребления (генерации) реактивной мощности *для потребителей, присоединенных к сетям 110 кВ и ниже*, в новом документе также осуществлена по четырем группам напряжений сетей, что представляется правильным. Так как затраты на производство и передачу реактивной энергии гораздо меньше аналогичных затрат, обусловленных активной энергией, способы выражения тарифов на реактивную энергию не могут быть «изощреннее» тарифов на активную энергию.

Значение коэффициента реактивной мощности в часы больших суточных нагрузок электрической сети (tg φ) установлены в зависимости от номинального напряжения сети, к которой подключен потребитель:

Напряжение сети, кВ	110 (154)	35 (60)	6–20	0,4
tg φ	0,5	0,4	0,4	0,35

Данные значения указывают в договорах с потребителями электрической энергии, присоединенная мощность энергопринимающих устройств которых более 150 кВт (за исключением граждан-потребителей, использующих электрическую энергию для бытового потребления, и приравненных к ним в соответствии с нормативными правовыми актами в области государственного регулирования тарифов групп (категорий) потребителей (покупателей), в том числе многоквартирных домов, садоводческих, огороднических, дачных и прочих некоммерческих объединений граждан).

Значение коэффициента реактивной мощности, генерируемой в часы малых суточных нагрузок электрической сети, устанавливается равным нулю для всех случаев.

Сумма часов, составляющих периоды больших и малых суточных нагрузок, должна быть равна 24 часам и относиться ко всем суткам месяца, за исключением периодов привлечения потребителя к регулированию реактивной мощности. При определении в договоре временны́х интервалов больших и малых нагрузок необходимо руководствоваться фактическими параметрами режима электрической сети в конкретном энергоузле. Если иное не определено договором, часами больших нагрузок считается период с 7 ч 00 мин до 23 ч 00 мин, а часами малых нагрузок – с 23 ч 00 мин до 7 ч 00 мин местного времени. Временны́е интервалы, в течение которых потребитель привлекается к регулированию реактивной мощности в часы больших и малых нагрузок, могут быть меньше соответствующих периодов больших и малых суточных нагрузок и относиться только к установленным в договоре суткам месяца.

В случае участия потребителя по соглашению с сетевой организацией в регулировании реактивной мощности в часы больших и/или малых нагрузок электрической сети, в договоре энергоснабжения определяются также диапазоны значений коэффициентов реактивной мощности, устанавливаемые отдельно для часов больших ($\mathrm{tg}\,\varphi_б$) и/или малых ($\mathrm{tg}\,\varphi_м$) нагрузок электрической сети и применяемые в периоды участия потребителя в регулировании реактивной мощности.

При решении задачи установки КУ в сети потребителя суммарная мощность КУ является известной (равной разности между фактическим и заданным потреблением). Необходимо определить наилучший вариант размещения КУ в узлах внутренней сети предприятия с учетом специфики технологического процесса, возможностей установки КУ и желаемых режимов напряжения в узлах. При решении аналогичной задачи для сетевой организации кроме указанных факторов необходимо осуществить экспертную оценку возможных действий потребителя. Если предполагается, что потребитель (или группа потребителей, питающихся от узла) в течение длительного времени не произведет установку КУ в своих сетях, то установка КУ в узле сетевой организации экономически выгодна. В противном случае установленные КУ могут оказаться неиспользуемыми. В обеих задачах необходимо учитывать прогноз изменения реактивных нагрузок.

Для потребителей, присоединенных к сетям напряжением 220 кВ и выше, а также к сетям 110 кВ (154 кВ) в случаях, когда они оказывают существенное влияние на электроэнергетические режимы работы энергосистем, предельное значение коэффициента реактивной мощности определяют на основе расчетов режима работы электрической сети, выполняемых как для нормальной, так и для ремонтной схем сети.

Индивидуальный характер влияния на режим сети крупных потребителей и малая вероятность компенсации изменений их нагрузки другими потребителями приводят к необходимости установления предельно допустимых значений в виде почасового суточного графика, а не в виде средних значений для часов больших и малых нагрузок как для потребителей, присоединенных к сетям 0,4–110 кВ. Это могут быть не обязательно 24 разных значения; в конкретном случае могут быть выделены несколько интервалов в течение суток.

Предельное значение реактивной нагрузки конкретного потребителя может быть определено при последовательном ее увеличении до значения, при котором параметры режима в *каком-либо* узле сети или в *какой-либо* линии электропередачи выходят на предельно допустимый уровень. Очевидно, что получение этого значения связано с теми или иными допущениями в отношении нагрузок других потребителей.

Можно рассматривать два предельных порядка утяжеления режимов:

увеличение реактивной мощности только в рассматриваемом узле сети;

одновременное увеличение реактивной мощности, потребляемой *во всех* узлах сети.

Первый порядок предполагает определение максимальной реактивной мощности, потребляемой *в рассматриваемом узле* сети, при условии, что потребители во всех остальных узлах не увеличивают своего потребления. Такой расчет приведет к достаточно высоким значениям допускаемого коэффициента реактивной мощности, так как не предполагает одновременного нарушения условий несколькими потребителями. Второй порядок предполагает ситуацию, при которой потребители *во всех узлах* могут одновременно увеличить потребление. Очевидно, что при первом подходе требования к потребителям окажутся наиболее мягкими, а при втором – наиболее жесткими. Вместе с тем обе описанные ситуации можно считать маловероятными. Необходимо рассчитывать на ситуацию, при которой в ряде узлов нагрузки могут увеличиться одновременно, однако число таких узлов при расчете максимально допустимого потребления реактивной мощности конкретным потребителем должно быть ограничено разумным пределом.

Каждый из узлов сети имеет разную степень влияния на уровень напряжения в других узлах и разный размер «зоны влияния». Поэтому представляется логичным выделение сравнительно небольшой группы «критериальных» узлов, нагрузки которых следует рассматривать как увеличивающиеся с большой вероятностью одновременно с нагрузкой рассматриваемого узла. В остальных узлах

реактивные нагрузки следует принимать на уровне их фактических значений, но не более соответствующих $\operatorname{tg}\varphi = 0{,}5$.

Каждая сеть имеет свои специфические особенности режимов, поэтому получить строгие математические выражения для установления необходимого числа «критериальных» узлов и тем более их конкретного перечня невозможно. Можно использовать обычно принимаемый в инженерных расчетах критерий практической достоверности, который предполагает возможный выход за обычные условия пяти процентов случайных ситуаций. В этом случае число «критериальных» узлов необходимо ограничить пятью процентами общего числа узлов в сети. Например, для схемы в 300 узлов это составит 15 узлов. Выбор конкретных узлов является прерогативой энергоснабжающей организации.

Превышение установленных в договоре предельных значений коэффициента реактивной мощности оплачивается потребителем в соответствии с повышающим коэффициентом к тарифу. Выход технических параметров режима сети за предельно допустимые значения по определению является недопустимой ситуацией и не может компенсироваться оплатой. Поэтому допустимые значения коэффициента реактивной мощности, включаемые в договор с потребителем, должны рассчитываться из условия сохранения определенного запаса по напряжению и нагрузкам линий электропередачи. При превышении этих значений потребитель выводит режим сети в зону риска, хотя расчетные значения параметров режима еще не достигают предельно допустимых значений. В этой зоне допустимо стимулировать потребителя к нормализации нагрузки экономическими способами.

Предельное значение коэффициента реактивной мощности, *потребляемой* конкретным потребителем в рассматриваемый час суток, определяют из условия недопущения снижения напряжения ни в одном из узлов электрической сети ниже номинального значения и повышения нагрузки ни одной из линий электропередачи сверх значения, допустимого по условиям устойчивости работы электрической сети.

Предельное значение коэффициента реактивной мощности, *генерируемой* конкретным потребителем в рассматриваемый час суток, определяют из условия недопущения повышения напряжения ни в одном из узлов электрической сети выше значения, предельно допустимого для электрооборудования, и повышения нагрузки ни одной из линий электропередачи сверх значения, допустимого по условиям устойчивости работы электрической сети.

Для обеспечения указанных условий расчетные значения напряжений в узлах и нагрузок линий электропередачи должны

приниматься с учетом коэффициентов запаса. Исходя из экспертных оценок они могут быть установлены на уровнях:

0,3 – для повышения напряжения в узлах от номинального напряжения сети до допустимого для электрооборудования;

0,1 – для нагрузок линий электропередачи по отношению к предельно допустимому значению по условиям устойчивости работы электрической сети.

Предельно допустимые (максимальные) напряжения электрооборудования установлены ГОСТ 721 «Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В» (прил. 8). Значения допустимых напряжений с учетом коэффициента запаса приведены в табл. 7.2.

Таблица 7.2

Предельно допустимые напряжения

Номинальное напряжение сети, кВ	Предельно допустимое напряжение по ГОСТ 721, кВ	Допустимое отклонение от номинального напряжения сети, кВ	То же, с учетом коэффициента запаса, кВ	Расчетное допустимое напряжение, кВ
110	126	16	11,2	121,2
220	252	32	22,4	242,4
330	363	33	23,1	253,1
500	525	25	17,5	517,5
750	787	37	25,9	775,9

Предельно допустимое *минимальное* напряжение в узле сети может быть получено из условия обеспечения допустимых отклонений напряжения в сетях, присоединенных к шинам низкого напряжения трансформаторов. Расчеты показывают, что допустимые отклонения напряжения на этих шинах с учетом стандартных диапазонов РН устройствами РПН обеспечиваются при любом значении напряжения на шинах высокого напряжения в диапазоне от 0 до +10 % от номинального напряжения сети (см. п. 8.4.2). Поэтому предельно допустимое минимальное напряжение в узле сети может быть принято равным номинальному напряжению.

Как следует из изложенного, к потребителям, присоединенным к сетям напряжением 110 кВ (154 кВ), могут предъявляться разные требования в зависимости от того, оказывают они *существенное влияние* на режимы работы энергосистем или нет. Несмотря на то что однозначно определить понятие существенности влияния трудно,

очевидно, что в нормативном документе должен быть указан его количественный критерий. На основе экспертной оценки принято, что потребителя относят к существенно влияющим на режимы сети, если при изменении его реактивной мощности от нуля до значения, соответствующего $\operatorname{tg}\varphi = 0{,}5$, изменение напряжения в точке его присоединения превышает 5 %.

7.2.4. Расчет повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электрической энергии

Установленные коэффициенты к тарифам не являются результатом строгого расчета затрат сетевых организаций и потребителей электроэнергии на КРМ, хотя эти затраты принимались во внимание при выработке численных значений коэффициентов. Очевидно, что при значениях коэффициентов, не окупающих затраты в КУ, плата за реактивную энергию превратилась бы в дополнительный «побор» в пользу сетевых организаций, так как потребителям выгоднее было бы платить за реактивную энергию, чем устанавливать КУ. Задача же состоит в том, чтобы КУ были установлены, режим работы электрической сети был более приемлемым, а потребитель не платил за остаточное потребление реактивной энергии.

Данные коэффициенты применяются только к плате за содержание электрических сетей. Коэффициенты реактивной мощности, соответствующие ее потреблению из электрической сети, выражаются положительными числами, а соответствующие ее генерации в электрическую сеть – отрицательными.

Повышающий (понижающий) коэффициент к тарифу для потребителей, присоединенных к сетям 110 кВ и ниже, определяют по формуле

$$K = 1 + П_б + П_м - С_{б.р} - С_{м.р}, \qquad (7.40)$$

где $П_б$ – составляющая повышения тарифа за потребление реактивной мощности в часы больших нагрузок электрической сети сверх предельного значения $\operatorname{tg}\varphi$, установленного в договоре;

$П_м$ – составляющая повышения тарифа за генерацию реактивной мощности в часы малых нагрузок;

$С_{б.р}$ – составляющая снижения тарифа за участие потребителя в регулировании реактивной мощности в часы больших нагрузок;

$С_{м.р}$ – составляющая снижения тарифа за участие потребителя в регулировании реактивной мощности в часы малых нагрузок.

Составляющую повышения тарифа за потребление реактивной мощности в часы больших нагрузок электрической сети сверх

установленного для этих часов предельного значения tg φ определяют по формуле

$$П_б = 0{,}2\,(\operatorname{tg}\varphi_ф - \operatorname{tg}\varphi)\,d_б, \qquad (7.41)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_ф$ – среднее значение фактического коэффициента реактивной мощности в часы больших нагрузок электрической сети, определенное по показаниям приборов учета;

$d_б$ – отношение электрической энергии, потребленной в часы больших нагрузок электрической сети, к общему объему электрической энергии, потребленной за расчетный период.

При значении $\operatorname{tg}\varphi_ф$, меньшем $\operatorname{tg}\varphi$, значение $П_б$ принимают равным нулю.

Составляющую повышения тарифа за генерацию реактивной мощности в часы малых нагрузок электрической сети определяют по формуле

$$П_м = -0{,}2\operatorname{tg}\varphi_{м.ф}\,(1 - d_б), \qquad (7.42)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{м.ф}$ – среднее значение фактического коэффициента реактивной мощности в часы малых нагрузок электрической сети, определенное по показаниям приборов учета (при генерации реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi_{м.ф} < 0$, поэтому $П_м > 0$).

При положительном значении $\operatorname{tg}\varphi_{м.ф}$ значение $П_м$ принимают равным нулю.

Фактический коэффициент реактивной мощности и значение $d_б$ в формулах (7.41)–(7.42) определяют за расчетный период за вычетом периодов привлечения потребителя к регулированию реактивной мощности.

Составляющую снижения тарифа за участие потребителя в регулировании реактивной мощности в часы больших нагрузок электрической сети определяют по формуле

$$С_{б.р} = 0{,}2\,(\operatorname{tg}\varphi_{б.в} - \operatorname{tg}\varphi_{б.ф})\,d_{б.р}, \qquad (7.43)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{б.в}$ – верхняя граница диапазона регулирования коэффициента реактивной мощности, установленного для часов больших нагрузок электрической сети;

$\operatorname{tg}\varphi_{б.ф}$ – среднее значение фактического коэффициента реактивной мощности в периоды привлечения потребителя к регулированию реактивной мощности в часы больших нагрузок электрической сети, определенное по показаниям приборов учета;

$d_{б.р}$ – отношение электрической энергии, потребленной в периоды привлечения потребителя к регулированию реактивной мощности в часы больших нагрузок, к общему объему электрической энергии, потребленной за расчетный период.

Если установленный диапазон регулирования предусматривает увеличение потребления реактивной мощности по сравнению с обычным режимом потребления, то в формуле (7.43) $\operatorname{tg}\varphi_{б.в}$ заменяют на $\operatorname{tg}\varphi_{б.н}$, а коэффициент 0,2 на –0,2.

При выходе коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi_{б.ф}$ за границу установленного диапазона регулирования менее чем на допустимую погрешность регулирования $\delta\operatorname{tg}\varphi_б$, в качестве $\operatorname{tg}\varphi_{б.ф}$ в формуле (7.43) принимают соответствующую границу диапазона регулирования. При выходе коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi_{б.ф}$ за границу установленного диапазона регулирования более чем на допустимую погрешность регулирования $\delta\operatorname{tg}\varphi_б$, значение $С_{б.р}$ принимают равным нулю.

Границы диапазона значений коэффициента реактивной мощности для часов больших нагрузок $\operatorname{tg}\varphi_б$ (верхняя граница $\operatorname{tg}\varphi_{б.в}$, нижняя граница $\operatorname{tg}\varphi_{б.н}$) и допустимую погрешность регулирования коэффициента реактивной мощности в часы больших нагрузок $\delta\operatorname{tg}\varphi_б$ устанавливают в договоре.

Составляющую снижения тарифа за участие в регулировании реактивной мощности в часы малых нагрузок электрической сети определяют по формуле

$$С_{м.р} = 0{,}2\,(\operatorname{tg}\varphi_{м.ф} - \operatorname{tg}\varphi_{м.н})\,d_{м.р}, \qquad (7.44)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{м.ф}$ – среднее значение фактического коэффициента реактивной мощности в периоды привлечения потребителя к регулированию реактивной мощности в часы малых нагрузок электрической сети, определенное по показаниям приборов учета;

$\operatorname{tg}\varphi_{м.н}$ – нижняя граница диапазона регулирования коэффициента реактивной мощности, установленного для часов малых нагрузок электрической сети;

$d_{м.р}$ – отношение электрической энергии, потребленной в периоды привлечения потребителя к регулированию реактивной мощности в часы малых нагрузок электрической сети, к общему объему электрической энергии, потребленной за расчетный период.

Если установленный диапазон регулирования предусматривает генерацию реактивной мощности, то в формуле (7.44) $\operatorname{tg}\varphi_{м.н}$ заменяют на $\operatorname{tg}\varphi_{м.в}$, а коэффициент 0,2 на –0,2.

При выходе коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi_{м.ф}$ за границу установленного диапазона регулирования менее чем на допустимую погрешность регулирования $\delta\operatorname{tg}\varphi_{м}$, в качестве $\operatorname{tg}\varphi_{м.ф}$ в формуле (7.44) принимают соответствующую границу диапазона регулирования. При выходе коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi_{м.ф}$ за границу установленного диапазона регулирования более чем на допустимую погрешность регулирования $\delta\operatorname{tg}\varphi_{м}$, значение $C_{м.р}$ принимают равным нулю.

Границы диапазона значений коэффициента реактивной мощности для часов малых нагрузок $\operatorname{tg}\varphi_{м.}$ (верхняя граница $\operatorname{tg}\varphi_{м.в}$, нижняя граница $\operatorname{tg}\varphi_{м.н}$) и допустимую погрешность регулирования коэффициента реактивной мощности в часы малых нагрузок $\delta\operatorname{tg}\varphi_{м}$ устанавливают в договоре.

Для потребителей, присоединенных к сетям напряжением 220 кВ и выше, а также к сетям 110 кВ (154 кВ) в случаях, когда они оказывают существенное влияние на режимы работы энергосистем, повышающий (понижающий) коэффициент к тарифу определяют по формуле

$$K = 1 + П - С, \qquad (7.45)$$

где П – составляющая повышения тарифа за потребление реактивной мощности сверх предельных значений $\operatorname{tg}\varphi$, установленных для каждого часа суток;

С – составляющая снижения тарифа за участие потребителя в регулировании реактивной мощности.

Составляющую повышения тарифа за потребление (генерацию) реактивной мощности сверх установленных для каждого часа суток предельных значений коэффициентов реактивной мощности определяют по формуле

$$П = \pm 0{,}2\sum_{i=1}^{n}\left(\operatorname{tg}\varphi_{ф.i} - \operatorname{tg}\varphi_{i}\right)d_{i}, \qquad (7.46)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{ф.i}$ – фактическое значение коэффициента реактивной мощности в i-й час суток, определенное по показаниям приборов учета;

$\operatorname{tg}\varphi_{i}$ – значение коэффициента реактивной мощности, установленное в качестве предельного для i-го часа суток;

d_{i} – отношение электрической энергии, потребленной в i-й час суток, к общему объему электрической энергии, потребленной за расчетный период.

Знак «+» в формуле (7.46) применяется для часов, в которых происходит потребление реактивной мощности, знак «–» – для часов, в которых происходит генерация реактивной мощности.

При значении $\operatorname{tg}\varphi_{ф.i}$ меньшем $\operatorname{tg}\varphi_{i}$ для часов, в которых происходит потребление реактивной мощности, разность $(\operatorname{tg}\varphi_{ф.i} - \operatorname{tg}\varphi_{i})$ принимают равной нулю.

Значения d_{i} определяют за расчетный период за вычетом периодов привлечения потребителя к регулированию реактивной мощности.

Составляющую снижения тарифа за участие потребителя в регулировании реактивной мощности определяют по формуле

$$С = 0{,}2\sum_{i=1}^{n}\left(\operatorname{tg}\varphi_{в.i} - \operatorname{tg}\varphi_{ф.i}\right)d_{p.i}, \qquad (7.47)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{в.i}$ – верхняя граница диапазона регулирования коэффициента реактивной мощности, установленного для i-го часа суток;

$\operatorname{tg}\varphi_{ф.i}$ – значение фактического коэффициента реактивной мощности в i-й час суток;

$d_{p.i}$ – отношение электрической энергии, потребленной в i-й час суток привлечения потребителя к регулированию реактивной мощности, к общему объему электрической энергии, потребленной за расчетный период.

Если установленный диапазон регулирования предусматривает увеличение потребления реактивной мощности по сравнению с обычным режимом потребления, то $\operatorname{tg}\varphi_{в.i}$ в формуле (7.47) заменяют на $\operatorname{tg}\varphi_{н.i}$, а коэффициент 0,2 на –0,2.

При выходе коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi_{ф.i}$ за границу установленного диапазона регулирования менее чем на допустимую погрешность регулирования $\delta\operatorname{tg}\varphi$, в качестве $\operatorname{tg}\varphi_{ф.i}$ в формуле (7.47) принимают соответствующую границу диапазона регулирования.

При выходе коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi_{б.ф}$ за границу установленного диапазона регулирования более чем на допустимую погрешность регулирования $\delta\operatorname{tg}\varphi_{б}$, значение $C_{б.р}$ принимают равным нулю.

Границы диапазона значений коэффициента реактивной мощности для часов больших нагрузок $\operatorname{tg}\varphi_{б}$ (верхняя граница $\operatorname{tg}\varphi_{б.в}$, нижняя граница $\operatorname{tg}\varphi_{б.н}$) и допустимая погрешность регулирования коэффициента реактивной мощности в часы больших нагрузок $\delta\operatorname{tg}\varphi_{б}$ устанавливаются в договоре.

Пример 7.1. Определить повышающий коэффициент к тарифу на услуги по передаче электрической энергии для потребителя, присоединенного к сети 110 кВ, при следующих условиях:

потребитель не привлекается к регулированию реактивной мощности;

установленное в договоре значение коэффициента реактивной мощности в часы больших нагрузок электрической сети $\operatorname{tg}\varphi = 0{,}5$;

фактическое значение коэффициента реактивной мощности в часы больших нагрузок электрической сети, определенное по показаниям приборов учета, $\operatorname{tg}\varphi_{ф} = 0{,}65$;

фактическое значение коэффициента реактивной мощности в часы малых нагрузок электрической сети, определенное по показаниям приборов учета, $\operatorname{tg}\varphi_{м.ф} = -0{,}3$ (генерация);

доля электроэнергии, потребленной в часы больших нагрузок $d_{б} = 0{,}75$.

Решение. По формулам (7.41) и (7.42) определяем составляющие повышения тарифа:

$$П_{б} = 0{,}2\,(\operatorname{tg}\varphi_{ф} - \operatorname{tg}\varphi)\,d_{б} = 0{,}2\,(0{,}65 - 0{,}5)\,0{,}75 = 0{,}0225;$$

$$П_{м} = -0{,}2\operatorname{tg}\varphi_{м.ф}\,(1 - d_{б}) = -0{,}2\,(-0{,}3)\,(1 - 0{,}75) = 0{,}015.$$

Повышающий коэффициент к тарифу в соответствии с формулой (7.40) составит

$$K = 1 + 0{,}0225 + 0{,}015 = 1{,}0375.$$

Пример 7.2. Определить понижающий коэффициент к тарифу на услуги по передаче электрической энергии потребителя, привлеченного к регулированию реактивной мощности. Фактическое значение коэффициента реактивной мощности в часы больших нагрузок электрической сети *до привлечения* потребителя к регулированию реактивной мощности составило 0,38.

В договоре заданы следующие параметры регулирования:

диапазон коэффициента реактивной мощности в часы больших нагрузок электрической сети: верхняя граница $\operatorname{tg}\varphi_{б.в} = 0{,}35$, нижняя граница $\operatorname{tg}\varphi_{б.н} = 0$;

диапазон коэффициента реактивной мощности в часы малых нагрузок электрической сети: нижняя граница $\operatorname{tg}\varphi_{м.н} = 0$; верхняя граница $\operatorname{tg}\varphi_{м.в} = 0{,}6$;

допустимые погрешности регулирования коэффициента реактивной мощности в часы больших нагрузок $\delta\operatorname{tg}\varphi_{б} = 0{,}1$, в часы малых нагрузок $\delta\operatorname{tg}\varphi_{м} = 0{,}1$.

Фактические значения коэффициента реактивной мощности составили:

в часы больших нагрузок электрической сети $\operatorname{tg}\varphi_{б.ф} = 0{,}1$;

в часы малых нагрузок электрической сети $\operatorname{tg}\varphi_{м.ф} = 0{,}4$.

Отношение электрической энергии, потребленной в периоды привлечения потребителя к регулированию реактивной мощности в часы больших нагрузок, к общему объему электрической энергии, потребленной за расчетный период, составило $d_{б.р} = 0{,}45$.

Отношение электрической энергии, потребленной в периоды привлечения потребителя к регулированию реактивной мощности в часы малых нагрузок электрической сети, к общему объему электрической энергии, потребленной за расчетный период, $d_{м.р} = 0{,}12$.

Решение. Так как потребитель не превысил заданные значения более чем на допустимые погрешности регулирования, к нему применяется понижающий коэффициент к тарифу.

По формулам (7.43) и (7.44) определяем составляющие снижения тарифа:

за участие в регулировании реактивной мощности в часы больших нагрузок электрической сети

$$С_{р.б} = 0{,}2\,(\operatorname{tg}\varphi_{б.в} - \operatorname{tg}\varphi_{б.ф})\,d_{б.р} = 0{,}2 \cdot (0{,}35 - 0{,}1) \cdot 0{,}45 = 0{,}0225;$$

за участие в регулировании реактивной мощности в часы малых нагрузок электрической сети

$$С_{р.м} = 0{,}2\operatorname{tg}\varphi_{м.ф}\,d_{м.р} = 0{,}2 \cdot 0{,}4 \cdot 0{,}12 = 0{,}0096.$$

Понижающий коэффициент к тарифу в соответствии с формулой (7.34) составит

$$K = 1 - 0{,}0225 - 0{,}0096 = 1 - 0{,}0321 = 0{,}9679.$$

Теоретически повышающий и понижающий коэффициенты, примененные к одному потребителю, могут в значительной степени компенсировать друг друга. Практически же привлечение потребителя к регулированию реактивной мощности имеет смысл, если он имеет достаточную мощность КУ. А при этом он, как правило, выполняет стандартные условия потребления реактивной мощности. Поэтому на практике применение повышающего коэффициента будет осуществляться к потребителям, не имеющим достаточной мощности КУ. При установке ими КУ дополнительная оплата будет сведена к нулю; одновременно возникнет возможность привлечения потребителя к регулированию реактивной мощности, при котором применяется понижающий коэффициент к тарифу. Так как необходимость привлечения потребителя к регулированию определяется рабочим режимом сети, то решение вопроса о таком привлечении является прерогативой сетевой организации. Наличие у потребителя КУ не является причиной для автоматического решения о его привлечении к регулированию реактивной мощности.

Глава 8. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

8.1. Параметры электроэнергии

8.1.1. Отклонения и колебания напряжения и частоты

В связи с изменением нагрузок напряжение и частота в сети не могут поддерживаться строго равными их номинальным значениям в любой момент времени и представляют собой случайные процессы, подобные изображенным на рис. 8.1. Для характеристики этих процессов используют понятия отклонений и колебаний.

Отклонениями напряжения δU и частоты δf называют отличия их значений U и f от номинальных $U_{ном}$ и $f_{ном}$, выраженные в вольтах (герцах):

$$\delta U = U - U_{ном}; \qquad \delta f = f - f_{ном} \tag{8.1}$$

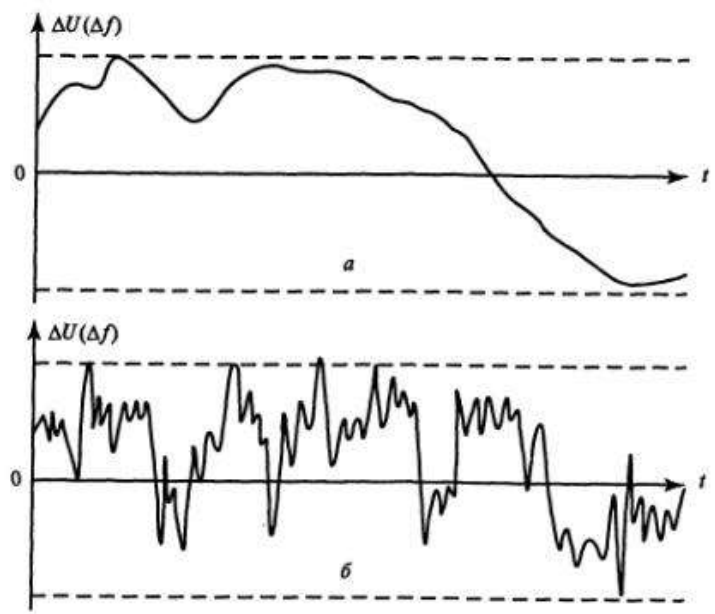


Рис. 8.1. Процессы изменения отклонений напряжения (частоты)

или процентах:

$$\delta U = \frac{U - U_{ном}}{U_{ном}} 100; \qquad \delta f = \frac{f - f_{ном}}{f_{ном}} 100. \tag{8.2}$$

Показанные на рис. 8.1 процессы изменения отклонений напряжения (частоты) находятся внутри диапазона допустимых отклонений (отмечены пунктирными линиями). Однако внутренние структуры процессов различны: если первый представляет собой сравнительно медленно изменяющуюся во времени величину, то для второго характерны резкие ее изменения. Различно и воздействие этих процессов на ЭП. Вращающий момент двигателя, как известно, зависит от напряжения и частоты. При их отклонении от поминальных значений рабочие характеристики двигателя изменяются. Однако если отклонения находятся в допустимых пределах, то и его характеристики также находятся в допустимых пределах. В то же время резкое изменение отклонений напряжения и частоты даже внутри их допустимых диапазонов приводит к нежелательным явлениям. Резкие изменения момента на валах двигателей приводят к сокращению срока их службы, нарушениям технологического процесса (особенно на производствах, где требуется стабильная скорость вращения двигателей).

Резкие изменения напряжения влияют на осветительные приборы и телевизоры, вызывая мигание ламп и экранов. На производстве это приводит к снижению производительности труда вследствие утомляемости зрения (особенно при работах, связанных со зрительным напряжением), а в быту – к ощущению дискомфорта.

Для характеристики этого явления используют понятия *колебаний* напряжения и частоты. Колебания напряжения характеризуют фактически вид изменения отклонения напряжения во времени. На практике к колебаниям напряжения относят его изменения, происходящие со скоростью более 1 %/с, а к колебаниям частоты – происходящие со скоростью более 0,2 Гц/с. Указанные граничные значения не имеют строгих обоснований и установлены исходя из общих соображений.

Следует обратить внимание на то, что период измерения нельзя делить на периоды отклонений и колебаний напряжения (частоты), так как отклонения имеют место всегда, в том числе и во время колебаний. Но если напряжение в часы максимума нагрузки поддерживалось, например, на уровне –3 %, а затем, медленно изменяясь, достигло значения +7 % и держалось на этом уровне в течение ночного периода, то колебания напряжения в данном случае отсутствовали. Диапазон от –3 до + 7 % можно назвать суточным диапазоном изменения отклонений напряжения, но не колебаниями напряжения за сутки.

Для РН используют трансформаторы, с помощью которых можно изменять коэффициент трансформации, не отключая трансформатор от сети (трансформаторы с РПН). При большом диапазоне изменения передаваемой по сети реактивной мощности потери напряжения также существенно изменяются, и располагаемый диапазон регулирования трансформатора может оказаться недостаточным для того, чтобы скомпенсировать изменение потерь напряжения. Уменьшение диапазона изменения реактивной мощности достигается регулированием ее источников. Использование второго способа предпочтительнее, поэтому на практике целесообразно максимально использовать располагаемый диапазон регулирования реактивной мощности ее источников, а дополнительное РН производить с помощью трансформаторов с РПН.

Отклонения напряжения имеют различные значения в разных точках сети, так как потери напряжения и его добавки, создаваемые трансформаторами, не одинаковы для всех точек. Такие параметры называют локальными. Отклонение частоты одинаково для всей электрически связанной сети, так как уровень частоты определяется частотой вращения генераторов. В нормальных стационарных режимах все генераторы имеют одинаковую (синхронную) частоту. Поэтому отклонение частоты является общесистемным параметром.

Если располагаемая мощность первичных двигателей (турбин) больше мощности потребителей (включая потери в сети), поддержание нормальной частоты не встречает трудностей. Рост нагрузки покрывается за счет увеличения рабочей мощности первичных двигателей, что достигается путем увеличения расхода топлива на тепловых электростанциях или воды на ГЭС. Если нагрузка потребителей превышает мощность первичных двигателей, происходит затормаживание последних и частота в системе снижается. Если бы нагрузка состояла только из нагревательных и осветительных ЭП, потребляемая мощность которых не зависит от частоты (регулирующий эффект по частоте равен нулю), этот процесс закончился бы полной остановкой генераторов. Однако большинство ЭП имеет положительный регулирующий эффект по частоте, то есть снижает потребляемую мощность при снижении частоты. Поэтому при новом значении частоты опять наступает баланс между генерируемой и потребляемой мощностью. Подавляющая часть двигательной нагрузки с постоянным моментом на валу имеет регулирующий эффект, равный единице (снижение потребления на 1 % на каждый процент снижения частоты), а нагрузка с падающим моментом на валу (вентиляторы, насосы и т. п.) – равный трем. Смешанная нагрузка имеет регулирующий эффект по частоте, близкий к единице.

Длительные снижения частоты обусловлены недостаточностью мощности электростанций для покрытия нагрузки потребителей, что может наблюдаться в послеаварийных режимах. Нормализацию частоты в этих случаях обеспечивают с помощью снижения нагрузок некоторых потребителей в соответствии с соглашениями о добровольном ограничении нагрузки.

Колебания напряжения и частоты вызываются работой ЭП с резкопеременным характером потребления мощности (прокатные станы, дуговые сталеплавильные печи, сварочные агрегаты). Практически во всех случаях колебания напряжения и частоты сопровождают друг друга: при этом резко изменяется характер потребления как активной, так и реактивной мощности. Изменяющаяся продольная составляющая вектора падения напряжения приводит в основном к изменению модуля напряжения, а изменяющаяся поперечная составляющая – к изменению угла вектора напряжения. При набросе нагрузки угол вектора напряжения увеличивается, что приводит к увеличению периода синусоиды в течение наброса (снижению частоты), а при сбросе нагрузки – наоборот. Изменение частоты δf связано с изменением угла вектора напряжения $\delta\varphi$, град, и продолжительностью наброса нагрузки $t_б$, с, соотношением:

$$\delta f = \frac{\delta\varphi}{360} t_б. \qquad (8.3)$$

Изменение угла вектора напряжения определяют по формуле:

$$\mathrm{tg}\delta\varphi = \frac{PX - QR}{U^2}. \qquad (8.4)$$

При периодических набросах и сбросах нагрузки частота в течение времени наброса $t_б$ будет ниже рабочего значения на δf, затем (в течение времени постоянной нагрузки) равной рабочему значению, а в течение времени сброса нагрузки – выше рабочего значения на δf.

Теоретически в момент наброса нагрузки должна дополнительно снизиться рабочая частота во всей энергосистеме – для обеспечения принудительного баланса между возрастающей нагрузкой и не успевающей измениться мощностью первичного двигателя. Затем регулятор двигателя увеличит его обороты, обеспечив нарастание частоты до нужного значения. Практически же этого влияния на общесистемный уровень частоты не наблюдается, так как, с одной стороны, мощность отдельной резкопеременной нагрузки мала по сравнению с суммарной мощностью системы, а с другой стороны, инерционность генераторов сглаживает даже эти незначительные колебания. Поэтому колебания частоты, как и колебания напряжения, являются локальными параметрами, имеющими

различные значения для различных точек сети и определяемыми не изменениями скорости вращения генераторов, а изменениями поперечной составляющей вектора падения напряжения в сети.

8.1.2. Несимметрия трехфазных напряжений и токов

Несимметричные режимы обусловливаются тремя причинами:

неодинаковыми нагрузками фаз элементов сети, вызываемыми работой ЭП с нестабильной нагрузкой фаз (например, дуговых сталеплавильных печей) и однофазных ЭП (особенно это заметно в сетях 0,4 кВ, хотя и в промышленности существуют однофазные ЭП достаточно большой мощности);

неполнофазной работой линий, вызванной кратковременным отключением одной из фаз линии при коротких замыканиях или более долговременным отключением при пофазных ремонтах, наличием поперечных реакторов не во всех фазах линии и т. п.;

неравенством фазных параметров линий. Небольшое отличие фазных параметров обусловлено различием расположения проводов на опоре. Для выравнивания фазных параметров на линиях большой длины и высоких напряжений (330–750 кВ) осуществляют транспозицию проводов (поочередное изменение расположения фаз). Несимметрия напряжений, обусловленная этой причиной, на порядок меньше первых двух.

Наиболее частой причиной несимметрии напряжений на практике является неравенство токовых нагрузок фаз. При этом различают два вида несимметрии: систематическую и вероятностную несимметрию. Характерной чертой ***систематической несимметрии*** является постоянная перегрузка одной из фаз; в этом случае производят выравнивание нагрузок фаз путем переключения части нагрузок с перегруженной на недогруженную фазу. ***Вероятностная несимметрия*** характеризуется попеременной перегрузкой то одной, то другой фазы (перемежающаяся несимметрия). В сетях 0,4 кВ городов и сельских населенных пунктов несимметрия напряжений вызывается в основном тем, что к этим сетям подключаются бытовые ЭП, являющиеся преимущественно однофазными, а в сетях более высоких напряжений – наличием у потребителей мощных однофазных нагрузок и трехфазных, но с неодинаковым потреблением по фазам. К последним относятся, в частности, дуговые сталеплавильные печи. Ток, проходящий по дуге каждой фазы, определяется расстоянием между электродом и шихтой. Обвалы шихты в период ее расплава не позволяют поддерживать одинаковые расстояния во всех фазах и их токи оказываются разными. Другим мощным источником несимметрии являются тяговые подстанции

железнодорожного транспорта, электрифицированного на переменном токе, так как электровозы являются однофазными электроприемниками.

Любую несимметричную систему трех напряжений можно разложить на три симметричные системы: прямой последовательности U_1, чередование фаз которой совпадает с чередованием фаз исходной системы, обратной последовательности U_2, чередование фаз которой противоположное, и нулевой последовательности U_0, все векторы которой направлены одинаково (рис. 8.2). Система векторов междуфазных (линейных) напряжений U_{BA}, U_{AC}, U_{CB} замкнута (составляется в треугольник), поэтому нулевая последовательность в ней присутствовать не может. Система векторов фазных напряжений U_A, U_B, U_C при наличии нулевой последовательности разомкнута; геометрическая сумма векторов равна утроенному значению напряжения нулевой последовательности.

Воздействие несимметричной системы напряжений на электрооборудование такое же, как трех симметричных систем. Суть этого воздействия на однофазные и трехфазные ЭП различна. Для однофазных ЭП значение имеет лишь напряжение той фазы, к которой они подключены. Так как средства РН в ЦП изменяют напряжения одинаково во всех трех фазах, то соотношение между напряжениями остается неизменным. В результате отклонение напряжения во всех фазах в ряде случаев не удается поддерживать в допустимых пределах.

Для трехфазных ЭП (например, трехфазных двигателей) воздействие обусловлено обратным чередованием фаз напряжения обратной последовательности. Так как U_1 значительно больше U_2, двигатель вращается в соответствии с чередованием фаз прямой последовательности, а обратная оказывает на него тормозящее действие.

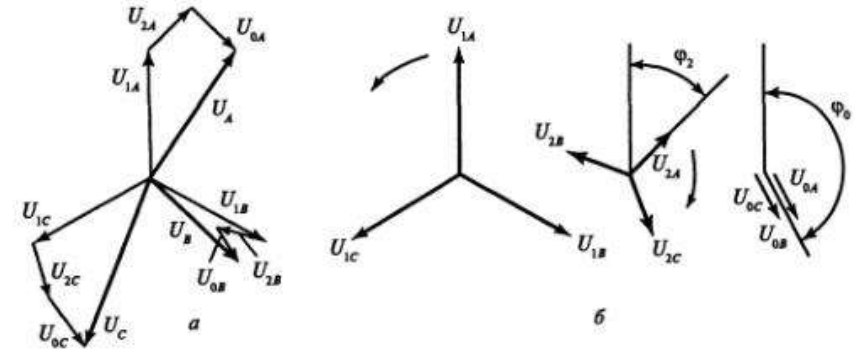


Рис. 8.2. Разложение несимметричной системы векторов на симметричные составляющие

Это вызывает некоторое снижение скорости вращения асинхронного двигателя (увеличивается скольжение s), скорость же вращения синхронного двигателя, естественно, измениться не может. В обмотках двигателей возникает ток обратной последовательности, значение которого определяется сопротивлением обратной последовательности обмоток.

Сопротивление обмоток двигателя зависит от скольжения ротора относительно статора s и выражается зависимостью, показанной на рис. 8.3.

При нормальной работе асинхронного двигателя скольжение мало ($s \ll 1$), для синхронного двигателя $s = 0$, поэтому сопротивление двигателя $x_д$ близко или равно $x_с$.

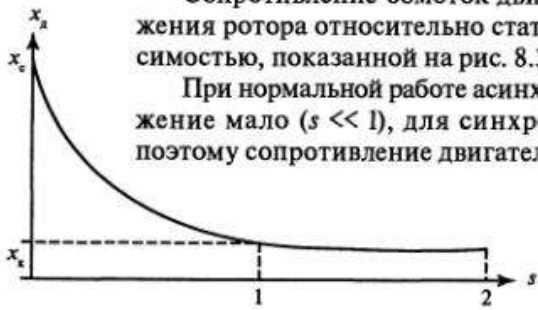


Рис. 8.3. Зависимость сопротивления асинхронного двигателя от скольжения

Для заторможенного двигателя $s = 1$, а сопротивление резко падает до $x_к$. Отношение $x_с / x_к$ определяет кратность пускового тока (обычно $k_п = 4 - 7$). При увеличении скольжения до $s = 2$ (поле статора вращается в одну сторону, а ротора – в другую, что имеет место для токов обратной последовательности) значение $x_д$ практически не изменяется по сравнению с $x_к$. А это значит, что для токов обратной последовательности сопротивление двигателя в $k_п$ раз меньше, чем для прямой последовательности. Поэтому, например, при возникновении на вводе двигателя с $k_п = 7$ напряжения обратной последовательности $U_2 = 3$ % ток обратной последовательности в его обмотках составит 21 % тока прямой последовательности, что вызовет их дополнительный нагрев.

Классическая запись уравнений связи между векторами $\bar{U}_A$, $\bar{U}_B$, $\bar{U}_C$ и векторами $\bar{U}_1$, $\bar{U}_2$, $\bar{U}_0$ симметричных составляющих имеет вид:

$$\bar{U}_1 = \frac{1}{3}\left(\bar{U}_A + a\bar{U}_B + a^2\bar{U}_C\right);$$

$$\bar{U}_2 = \frac{1}{3}\left(\bar{U}_A + a^2\bar{U}_B + a\bar{U}_C\right); \qquad (8.5)$$

$$\bar{U}_0 = \frac{1}{3}\left(\bar{U}_A + \bar{U}_B + \bar{U}_C\right),$$

где множители a и a^2 представляют собой операторы поворота векторов на 120° и 240°.

Уравнения (8.5) записаны для векторов фазных напряжений, очередность прохождения которыми действительной оси имеет вид U_A, U_B, U_C. Очередность прохождения действительной оси векторами междуфазных напряжений имеет вид U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}. Для междуфазных напряжений в приведенных формулах заменяют величины в соответствии с приведенной их последовательностью.

Вектор, как известно, характеризуется двумя параметрами: модулем и углом его расположения на плоскости. Использование формул (8.5) для расчета симметричных составляющих предполагает измерение не только модулей напряжений, но и углов между их векторами. Это осуществляется специальными приборами, фиксирующими моменты перехода мгновенных напряжений фаз через ноль. Погрешности измерения углов добавляются к погрешности измерения модулей напряжений и ухудшают общую точность измерения. Погрешности измерения углов увеличиваются при наличии в сети высших гармоник (иногда в точке, близкой к нулю, возникают многочисленные пересечения нуля) и при резкопеременных нагрузках, приводящих к нестабильности периода основной частоты (см. п. 8.1.1). В метрологических стандартах рекомендуется при измерениях моментов перехода мгновенных напряжений фаз через ноль принимать меры по подавлению высших гармоник. Кроме того, в практике эксплуатации сетей линейные и фазные напряжения измеряют не с помощью дорогих специальных приборов, а с помощью обычных вольтметров. При этом углы расположения векторов на плоскости остаются неизвестными.

Вместе с тем данная проблема кажется искусственной. Измерения углов не являются обязательными, если все параметры симметричных составляющих, включая и углы сдвига между ними, можно определить по строгим алгебраическим формулам на основе измерения *только модулей* напряжений. Такие формулы приведены ниже (выводы даны в прил. 6).

Параметры напряжений прямой и обратной последовательности междуфазных напряжений определяют по формулам:

$$U_{1(2)} = \sqrt{\frac{a_2 \pm \sqrt{6a_{22} - 3a_4}}{6}}; \qquad (8.6)$$

$$\operatorname{tg}\varphi_2 = \sqrt{3}\,\frac{U_{BC}^2 - U_{CA}^2}{2U_{AB}^2 - U_{BC}^2 - U_{CA}^2}. \qquad (8.7)$$

где угол φ_2 является углом вектора U_2 по отношению к вектору U_1.

В формуле (8.6) символами a_2, a_4 и a_{22} обозначены соответственно сумма квадратов линейных напряжений, сумма четвертых степеней и сумма попарных произведений квадратов. При определении U_1 в числителе подкоренного выражения (8.6) принимают знак «+», а при определении U_2 – знак «–». Если знаменатель (8.7) отрицателен, то к углу φ_2, определенному по (8.7), надо прибавить 180°.

В прил. 6 приведены также другие алгебраические выражения для прямой и обратной последовательности, дающие абсолютно идентичные результаты.

Прямую и обратную последовательности в фазных напряжениях определяют исходя из соотношений: $U_{1\phi} = U_1/\sqrt{3}$ и $U_{2\phi} = U_2/\sqrt{3}$. Угол $\varphi_{2\phi}$ между $U_{2\phi}$ и $U_{1\phi}$ связан с углом между U_2 и U_1 соотношением $\varphi_{2\phi} = \varphi_2 + 60°$. Параметры нулевой последовательности нельзя определить на основе измерения только фазных напряжений – необходимо использовать уже полученные для междуфазных напряжений значения U_1, U_2 и φ_2 и вычислить по ним вспомогательные величины:

$$\begin{aligned}
a &= \sqrt{3}U_1 + U_2\left[\sin(\varphi_2+60°)+\sqrt{3}\cos(\varphi_2+60°)\right];\\
b &= U_1 + U_2\left[\sqrt{3}\sin(\varphi_2+60°)-\cos(\varphi_2+60°)\right];\\
c &= \frac{U_1U_2}{\sqrt{3}}\left[\sqrt{3}\cos(\varphi_2+60°)-\sin(\varphi_2+60°)\right];\\
d &= -2U_2\sin(\varphi_2+60°);\\
e &= 2\left[U_1 - U_2\cos(\varphi_2+60°)\right];\\
f &= \frac{2}{\sqrt{3}}U_1U_2\sin(\varphi_2+60°).
\end{aligned} \tag{8.8}$$

Затем вычисляют величину

$$A = \frac{U_A^2 - U_B^2 - c}{U_B^2 - U_C^2 - f}. \tag{8.9}$$

После этого параметры напряжения нулевой последовательности определяют по формулам:

$$\operatorname{tg}\varphi_0 = \frac{Ad - a}{Ae + b}, \tag{8.10}$$

$$U_0 = \frac{U_A^2 - U_B^2 - c}{a\cos\varphi_0 + b\sin\varphi_0}. \tag{8.11}$$

Приведенные формулы являются точными алгебраическими выражениями, так как получены без допущений. При компьютерной обработке данных сложность формул не имеет значения, поэтому применять приближенные формулы не рекомендуется. Кроме того, симметричные составляющие приходится рассчитывать и для токов, а в них обратная и нулевая последовательности имеют гораздо более высокие значения, чем в напряжениях. Поэтому допущения, принятые при выводе приближенных формул для напряжений (например, пренебрежение заведомо малыми величинами), могут оказаться неприемлемыми при использовании этих формул для токов.

В оценочных расчетах прямую последовательность можно принимать равной среднему значению трех измеренных напряжений, а обратную – равной 62 % разности наибольшего и наименьшего значений междуфазных напряжений. В фазных напряжениях обычно $U_0 >> U_{2\phi}$. В связи с этим величиной $U_{2\phi}$ можно пренебречь. Тогда значение U_0 можно принимать равным 62 % разности наибольшего и наименьшего фазных напряжений.

При точных расчетах необходимо иметь в виду проблему соответствия фазных и междуфазных напряжений. Три междуфазных напряжения, полученные в результате замера, всегда «складываются» в треугольник, даже если измерены с погрешностью (исключение составляет практически нереальный случай, когда сумма двух напряжений меньше третьего). Следовательно, любым полученным значениям напряжений можно поставить в соответствие физически существующую систему векторов междуфазных напряжений. В связи с неизбежными при измерениях погрешностями она будет отличаться от реальной системы, но тем не менее физически будет существовать. В то же время измеренные фазные напряжения никогда не могут составить вместе с измеренными междуфазными напряжениями физически существующую систему шести напряжений. На рис. 8.4, *а* приведена ситуация, когда измеренные фазные напряжения не вмещаются в систему междуфазных напряжений, а на рис. 8.4, *б* – когда они «не дотягиваются» друг до друга. При любой, сколь угодно малой,

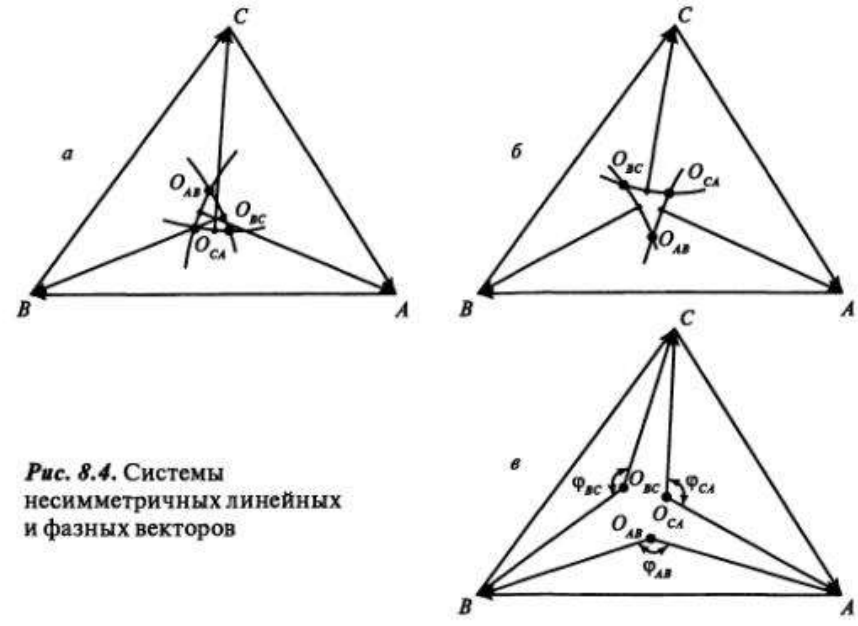


Рис. 8.4. Системы несимметричных линейных и фазных векторов

погрешности измерений зона неопределенности расположения нулевой точки (выпуклый или вогнутый треугольник $0_{AB} - 0_{BC} - 0_{CA}$) всегда будет существовать. Так как измеряемые напряжения по существу являются случайными величинами в диапазоне погрешности измерений, а вероятность попадания случайной величины в точку тождественно равна нулю, то теоретически невозможен случай такого сочетания погрешностей измерений, чтобы вектора всех трех фазных напряжений точно сошлись в одной точке.

На рис. 8.4, *в* показано различие положения нулевой точки, определяемого по разным парам фазных напряжений для случая, изображенного на рис. 8.4, *б*. Очевидно, что вычисление симметричных составляющих для физически несуществующей системы бессмысленно, поэтому необходимо сбалансировать результаты измерений. Формулы для расчета сбалансированных напряжений приведены в прил. 6.

Связь между напряжениями в узлах, токами в линии и сопротивлениями различных последовательностей выражается формулами:

$$\begin{aligned} Z_{11} I_1 + Z_{12} I_2 + Z_{10} I_0 &= \Delta U_1; \\ Z_{21} I_1 + Z_{22} I_2 + Z_{20} I_0 &= U_2; \\ Z_{01} I_1 + Z_{02} I_2 + Z_{00} I_0 &= U_0; \end{aligned} \qquad (8.12)$$

где Z_{11}, Z_{22} и Z_{00} – собственные сопротивления последовательностей;
Z_{12}, Z_{10} и Z_{20} – взаимные сопротивления.

При равенстве фазных параметров $Z_A = Z_B = Z_C$ взаимные сопротивления последовательностей отсутствуют и формулы (8.12) приобретают вид:

$$Z_{11} I_1 = \Delta U_1; \qquad Z_{22} I_2 = \Delta U_2; \qquad Z_{00} I_0 = \Delta U_0. \qquad (8.13)$$

При отсутствии токов I_2 и I_0 напряжения в узлах определяются только режимом прямой последовательности, так как $U_2 = U_0 = 0$. При неравенстве фазных параметров даже в случае симметричной трехфазной нагрузки ($I_2 = 0$ и $I_0 = 0$) возникают напряжения $U_2 = Z_{21} I_1$ и $U_0 = Z_{01} I_1$.

Равенство фазных параметров нарушается при отключении фазы линии или (хотя и в значительно меньшей степени) при отсутствии транспозиции фазных проводов на линии или удлиненных ее циклах. В табл. 8.1 приведены значения взаимных сопротивлений последовательностей для нетранспонированных линий. Напряжение обратной последовательности на приемном конце такой линии составит 8–10 % от потерь напряжения прямой последовательности. Несимметричная система напряжений возникает и на шинах потребителей, питающихся от участков, находящихся внутри полного цикла транспозиции.

Таблица 8.1

Параметры линий 110–750 кВ

Параметр	Напряжение, кВ					
	110	220	330	500	750	
Марка провода	AC-150	AC 240	ACO-300	ACO-500	ACO-500	
Число проводов в фазе	1	1	2	3	4	
Активное сопротивление, Ом/км	0,2	0,12	0,048	0,02	0,015	
Реактивное сопротивление, Ом/км	0,42	0,44	0,33	0,30	0,30	
Емкостная проводимость на землю, см/км·10^{-6}	2,71	2,60	3,41	3,65	3,9	
Генерация реактивной мощности, Мвар/км	0,033	0,13	0,37	0,91	2,2	
Волновое сопротивление*, Ом	405	411	311	287	277	
Натуральная мощность*, МВт	30	118	350	870	2030	
Ток при натуральной мощности, А	158	310	613	1006	1565	
Плотность тока при натуральной мощности, А/мм^2	1,05	1,29	1,02	0,67	0,78	
Сопротивление нулевой последовательности, Ом/км	1,4	1,3	1,17	1,07	0,99	
Проводимость нулевой последовательности, см/км·10^{-6}	1,8	2,0	2,4	2,6	3,0	
Взаимные сопротивления последовательностей (Z_{21}/Z_{01}) в процентах Z_{11}	7,5/3,8	8/4	8,6/4,3	9,8/4,9	10,2/5,1	
Взаимные проводимости последовательностей (b_{21}/b_{01}) в процентах b_{11}	7,1/2,6	6,9/2,5	6,8/2,4	6,8/2,4	5,7/2,3	

* Волновое сопротивление и натуральную мощность определяют по формулам: $\rho = \sqrt{x/b}$; $P_{нат} = U^2/\rho$.

8.1.3. Несинусоидальность напряжений и токов

Искажения синусоидальности кривых напряжений и токов вызываются работой ЭП с нелинейной вольтамперной характеристикой и регулируемых преобразователей переменного тока в постоянный. Кривые тока и напряжения в этих случаях приобретают вид, отличный от синусоиды (кривая U на рис. 8.5). Пользуясь методом гармонических составляющих, можно исходную несинусоидальную кривую разложить на сумму синусоидальных с определенными значениями амплитуд гармоник и их начальных углов. На рис. 8.5 приведена кривая напряжения, содержащая первую U_1 и пятую U_5 гармоники. Вид кривой U зависит не только от амплитуды гармоники, но и от ее фазового угла относительно U_1 (угол φ_5). При увеличении φ_5 точка *а* будет сдвигаться вправо и вверх, а точка *б* – вправо и вниз. Максимальное значение мгновенного напряжения снизится. Для некоторых типов электронного оборудования максимальное значение мгновенного напряжения оказывает существенное влияние на нормальную работу, поэтому контроль только амплитуд гармоник может оказаться недостаточным. Воздействие на режимы работы ЭП напряжения U такое же, как и суммарное воздействие напряжений U_1 и U_5, поэтому гармонический анализ является удобным методом анализа несинусоидальных режимов.

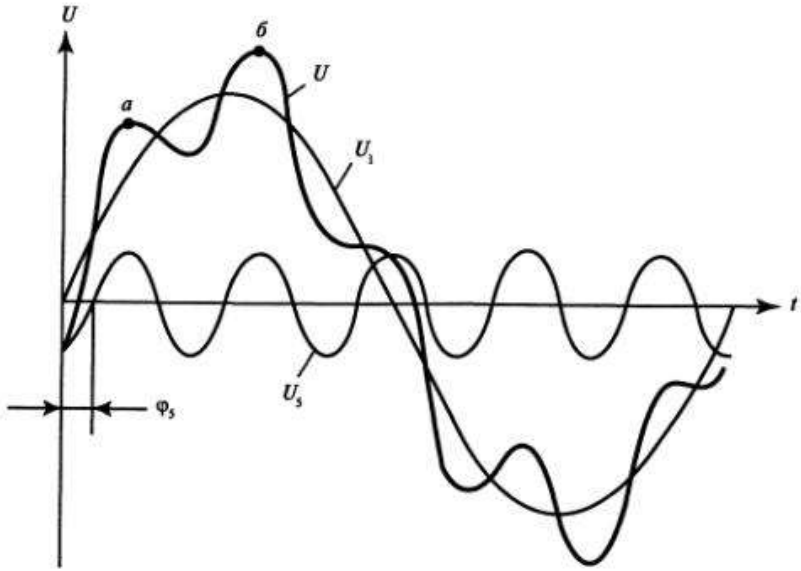


Рис. 8.5. Разложение несинусоидальной кривой на синусоидальные составляющие

Известно, что индуктивные $X_{L\nu}$ и емкостные $X_{C\nu}$ сопротивления на частоте гармоники ν связаны с сопротивлениями X_L и X_c на основной частоте соотношениями:

$$X_{L\nu} = \nu X_L; \qquad X_{C\nu} = X_c / \nu. \tag{8.14}$$

Поэтому при возникновении на вводе оборудования ν-й гармоники напряжения ее ток в ЭП индуктивного характера (например, в реакторе) будет в процентном отношении в ν раз меньше, чем U_ν, а в ЭП емкостного характера (например, в батарее конденсаторов) – в ν раз больше. Это вызывает перегрев конденсаторов и выход их из строя.

Гармоники создают магнитные поля различных последовательностей. Так как кривые напряжений в каждой фазе сдвинуты между собой на 120° (на полный период третьей гармоники), то третьи гармоники во всех фазах совпадают друг с другом по углу и образуют нулевую последовательность. Аналогично ведут себя все гармоники, кратные трем. Поэтому токи гармоник, кратных трем, не могут существовать в трехфазной сети без нулевого провода или выйти за пределы обмоток, соединенных в треугольник. Порядок чередования фаз для гармоник $\nu = 4, 7, 10, 13...$ ($\nu - 1$ делится на 3) совпадает с прямой последовательностью, а гармоник $\nu = 2, 5, 8, 11...$ ($\nu + 1$ делится на 3) – с обратной.

Еще сложнее воздействие гармоник, амплитуды которых различны в каждой фазе. Такое положение возникает при подключении к сети однофазных преобразователей, каждый из которых регулируется по собственной нагрузке. В этом случае несимметричная система векторов каждой гармоники может быть, в свою очередь, разложена на симметричные составляющие. При этом обратная последовательность гармоник $\nu = 2, 5, 8, 11...$ будет совпадать с чередованием фаз основной частоты, а гармоник $\nu = 4, 7, 10, 13...$ – иметь обратный порядок. Источниками несимметричных гармоник являются тяговые подстанции железных дорог, электрифицированных на переменном токе, а также дуговые сталеплавильные печи.

Преобразовательные агрегаты генерируют в сеть гармоники, порядок которых определяется формулой $\nu = k\,n \pm 1$, где k – пульсность преобразователя, а n – целые числа от 1 до ∞. Так, шестипульсный преобразователь генерирует в сеть гармоники 5, 7, 11, 13, 17, 19 и далее; 12-пульсный – 11, 13, 23, 25 и далее. Ток ν-й гармоники преобразователя $I_\nu \approx I_1/\nu$, поэтому, например, $I_5 \approx 0{,}2\ I_1$, $I_{25} \approx 0{,}04\ I_1$ и т. д. Токи дуговых сталеплавильных печей содержат более широкий спектр гармоник, включая некоторые четные гармоники, наиболее выраженными из которых являются вторая и четвертая. Экспериментальные исследования показали, что для дуговых печей справедливо соотношение $I_\nu \approx I_1/\nu^2$.

Процентное содержание гармоник в кривой напряжения при отсутствии резонанса ниже, чем в кривой тока. Если потери напряжения при прохождении тока I_1 по сопротивлению прямой последовательности X_1 составляют ΔU_1, %, то напряжение U_ν, вызываемое прохождением тока I_ν по индуктивному сопротивлению $X_\nu = \nu X_1$, составит $U_\nu = I_\nu \nu X_1$. Для преобразователя $I_\nu \approx I_1/\nu$ и напряжение каждой гармоники равно потере напряжения на основной частоте $\Delta U_1 \approx I_1 X_1$. На практике преобразовательная нагрузка составляет лишь часть общей нагрузки и потери напряжения ΔU_1, вызываемые ею, также составляют часть потерь, обусловленных всеми нагрузками. Кроме того, в сети существуют ЭП, имеющие емкостной характер и обладающие малыми сопротивлениями для гармоник. Гармоники тока частично замыкаются на землю через эти ЭП и не проходят полностью по сопротивлению внешней сети X_ν. Однако, несмотря на это, уровень гармоник напряжения в сети может быть недопустимо большим. Еще больше он может увеличиться вследствие резонансных явлений.

8.1.4. Импульсы, кратковременные провалы и выбросы напряжения

Провалы напряжения обычно происходят при коротких замыканиях в сети и длятся в течение времени, требуемого для срабатывания устройств РЗА. Выбросы напряжения происходят при отключениях больших нагрузок. Продолжительность этих явлений составляет доли секунды в сетях высоких напряжений, а в сетях 0,4 кВ может достигать нескольких секунд (рис. 8.6).

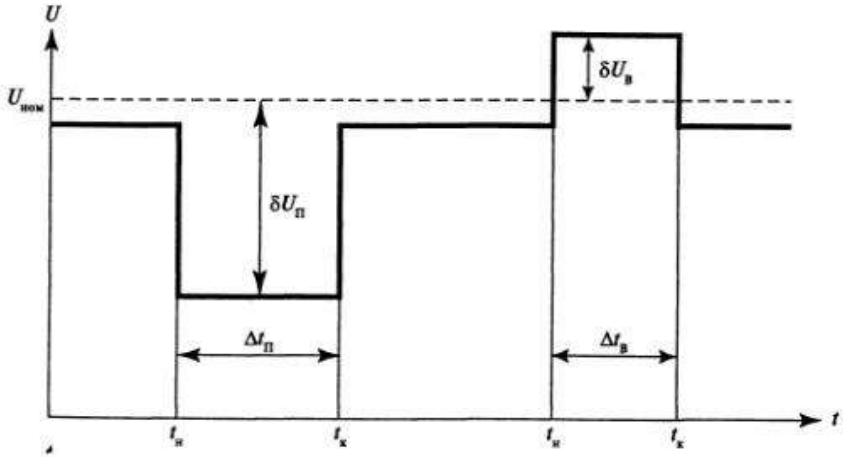


Рис. 8.6. Кратковременный провал и выброс напряжения

Импульсы напряжения возникают при ударах молнии в ВЛ и при коммутационных переключениях в сетях. Они длятся в течение мили- и микросекунд и характеризуются импульсным напряжением $U_{имп}$, напряжением броска $U_б$ и продолжительностью импульса, которая определяется у его основания $t_{имп}$ и на уровне половины напряжения броска $t_{имп\,0,5}$ (рис. 8.7). Для их ограничения до значений, безопасных для электрооборудования подстанций электрических сетей высоких напряжений, применяют РВ и ОПН. Амплитуда импульсов напряжения, трансформируемых в сети низкого напряжения, существенно снижается за счет сопротивлений силовых трансформаторов. Если остаточная амплитуда импульсов напряжения остается опасной для работы чувствительных ЭП, на их входах необходимо применять специальные средства гашения импульсов.

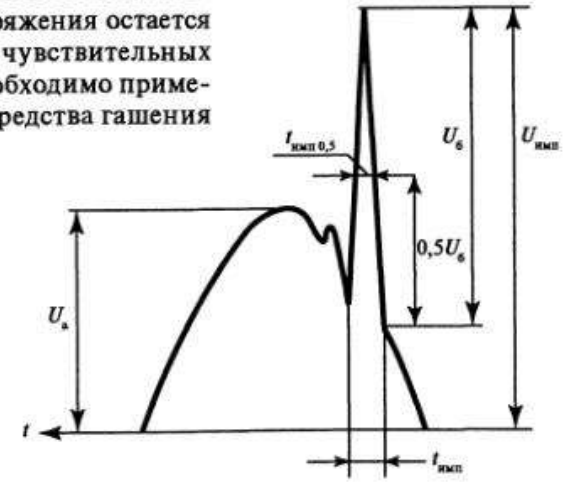


Рис. 8.7. Импульс напряжения

8.2. Влияние параметров электроэнергии на электрооборудование

8.2.1. Характеристики влияния

Отклонения напряжения от номинальных значений, колебания напряжения и частоты, искажения симметрии и синусоидальности напряжений приводят к ряду нежелательных явлений. В частности:

увеличиваются потери электроэнергии в сетях и в электрооборудовании;

увеличение потерь электроэнергии в оборудовании вызывает дополнительный его нагрев, что приводит к сокращению сроков службы оборудования или необходимости увеличения его мощности;

увеличиваются погрешности приборов учета электроэнергии;

при работе ЭП с пониженным качеством электроэнергии (КЭ) наблюдается снижение их производительности (недоотпуск продукции), снижение ее качества, а иногда и брак.

Первые три составляющие ущерба относят к электромагнитному ущербу, последнюю – к технологическому. Параметры электроэнергии воздействуют на технико-экономические показатели работы сетей и электрооборудования совместно с другими факторами, и выделить последствия их воздействия другим путем, кроме расчетного, практически невозможно. Трудно, например, без проведения соответствующих расчетов оценить, сколько электроэнергии потребляло бы конкретное промышленное предприятие для выпуска того же объема продукции при отсутствии искажений симметрии и синусоидальности напряжений, при более высоком уровне рабочего напряжения и т. п. Поэтому все фактическое потребление энергии обычно считают полезным.

Видимые же последствия низкого КЭ – выход оборудования из строя, брак продукции – часто неправомерно относят к качеству оборудования. Так, повышенный выход из строя ламп накаливания практически повсеместно вызывает нарекания в адрес их изготовителей, хотя измерения напряжения в вечерние часы в ряде городских сетей выявили значительное его превышение по сравнению с номинальными значениями. Обрывы нитей на ткацком оборудовании обслуживающий персонал редко связывает с колебаниями напряжения в сети, а относит к характеристикам оборудования и используемого материала. Очевидно, что характеристики оборудования и материалов могут (и может быть, в большей степени) приводить к таким последствиям. Однако для выяснения причин в каждом конкретном случае необходимо проводить контроль параметров электроэнергии и анализ степени возможного их воздействия на режимы работы оборудования.

8.2.2. Влияние параметров электроэнергии на потери в сетях и оборудовании

Влияние напряжения на нагрузочные потери мощности и энергии в сети и оборудовании определяется при расчете режимов сети и подробно рассмотрено в гл. 2.

Отклонения частоты на потери мощности и энергии в сетях и электрооборудовании практически не влияют. Колебания частоты и напряжения приводят к увеличению потерь во всех вращающихся машинах (двигателях, СК, генераторах), так как их сопротивление в переходном режиме меньше, чем в стационарном. Для линий электропередачи и трансформаторов увеличение потерь при колебаниях напряжения и частоты несущественно.

Дополнительные потери мощности от искажений симметрии и синусоидальности токов и напряжений можно определить по формулам, полученным из [24]:

в линиях электропередачи

$$\delta P_{\text{л}} = \left(3I_1^2 + 3I_2^2 + 1{,}41 \sum_{\nu=2}^{\infty} I_\nu^2 \sqrt{\nu} \right) R - \Delta P_{\text{с}}, \qquad (8.15)$$

где $\Delta P_{\text{с}}$ – потери при передаче по линии той же мощности в симметричном и синусоидальном режимах;

в трансформаторах

$$\delta P_{\text{т}} = \left(k_2 U_2 + k_{\text{г}} \sum_{\nu=2}^{\infty} \frac{1 + 0{,}05\nu^2}{\nu\sqrt{\nu}} U_\nu^2 \right) \frac{S_{\text{т. ном}}}{10^{-4}}, \qquad (8.16)$$

где k_2 и $k_{\text{г}}$ – коэффициенты, приведенные в табл. 8.2;

U_2 и U_ν – напряжения обратной последовательности и ν-й гармоники, %;

$S_{\text{т. ном}}$ – номинальная мощность трансформатора;

во вращающихся машинах

$$\delta P_{\text{д}} = \left(k_2 U_2 + k_{\text{г}} \sum_{\nu=2}^{\infty} \frac{U_\nu^2}{\nu\sqrt{\nu}} \right) \frac{P_{\text{д. ном}}}{10^{-4}}, \qquad (8.17)$$

где $P_{\text{д. ном}}$ – номинальная мощность машины;

в батареях конденсаторов

$$\delta P_{\text{к}} = \left(k_2 U_2 + k_{\text{г}} \sum_{\nu=2}^{\infty} \nu U_\nu^2 \right) \frac{Q_{\text{к. ном}}}{10^{-4}}, \qquad (8.18)$$

где $Q_{\text{к. ном}}$ – номинальная мощность БСК.

Таблица 8.2

Значения коэффициентов k_2 и $k_{\text{г}}$ для различных видов оборудования

Вид оборудования	k_2	$k_{\text{г}}$
Турбогенераторы	1,86	1,77
Гидрогенераторы и синхронные двигатели с демпферной обмоткой	0,68	1,12
То же, без демпферной обмотки	0,27	0,40
Синхронные компенсаторы	1,31	1,95
Трансформаторы 35–220 кВ	0,5	0,3
То же, 6–10 кВ	2,67	1,62
Батареи конденсаторов	0,003	0,003

Для асинхронных двигателей значения коэффициентов определяют по формулам:

$$k_2 = 2{,}41\,k_д; \qquad k_т = 2\,k_д. \tag{8.19}$$

Коэффициент $k_д$ зависит от номинальной мощности двигателя и определяется по формулам:

при $P_{д.ном} < 5$ кВт, $k_д = 3 + 0{,}3\,(5 - P_{д.ном})$;
при $5 < P_{д.ном} < 100$ кВт, $k_д = 1 + 0{,}02\,(100 - P_{д.ном})$; (8.20)
при $100 < P_{д.ном} < 1000$ кВт, $k_д = 0{,}4 + 0{,}0007\,(1000 - P_{д.ном})$;
при $P_{д.ном} > 1000$ кВт, $k_д = 0{,}4$.

Мероприятия по повышению КЭ приводят и к снижению ее потерь. Для практических расчетов снижения потерь электроэнергии могут использоваться формулы, полученные из (8.15) – (8.18).

Снижение потерь мощности в линии за счет симметрирования токовых нагрузок фаз определяют по формуле, кВт:

$$\delta P_л = \frac{R}{10^3}\sum_{i=1}^{3}\left(I_{iн}^2 - I_{iк}^2\right), \tag{8.21}$$

где R – сопротивление линии;
$I_{iн}^2$ и $I_{iк}^2$ – токовые нагрузки фаз до и после симметрирования.

При известных значениях токов обратной последовательности $I_{2н}$ и $I_{2к}$ снижение потерь определяют по формуле

$$\delta P_л = \frac{3R}{10^3}\left(I_{2н}^2 - I_{2к}^2\right). \tag{8.22}$$

Снижение потерь мощности в трехфазном оборудовании (трансформаторах, вращающихся машинах, батареях конденсаторов) за счет снижения напряжения обратной последовательности определяют по формуле, кВт:

$$\delta P_{U2} = \frac{S_{ном}}{10^4}k_2\left(U_{2н}^2 - U_{2к}^2\right), \tag{8.23}$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность оборудования (кВ·А, кВт, квар).

Снижение потерь мощности за счет снижения токов и напряжений высших гармоник определяют по формулам:

в линиях электропередачи:

$$\delta P_{лv} = \frac{R}{10^3}\sum_{v=2}^{\infty}a_v\left(I_{vн}^2 - I_{vк}^2\right); \tag{8.24}$$

в электрооборудовании:

$$\delta P_{ov} = \frac{S_{ном}}{10^3}k_т\sum_{v=2}^{\infty}b_v\left(U_{vн}^2 - U_{vк}^2\right). \tag{8.25}$$

Коэффициенты a_v и b_v приведены в табл. 8.3.

Таблица 8.3.

Коэффициенты a_v и b_v для различных видов оборудования

Номер гармоники	a_v	b_v		
		Трансформаторы	Вращающиеся машины	Батареи конденсаторов
2	2	0,44	0,350	2
4	2,8	0,23	0,125	4
5	3,2	0,19	0,089	5
7	3,7	0,19	0,054	7
11	4,7	0,19	0,027	11
13	5,1	0,20	0,021	13
17	5,8	0,22	0,014	17
19	6,2	0,23	0,012	19
23	6,8	0,25	0,009	23
25	7,1	0,26	0,008	25

Пример 8.1. Рассчитать снижение потерь мощности в трансформаторах 6–10 кВ, асинхронных и синхронных двигателях (без демпферной обмотки) и батареях конденсаторов, происходящее при проведении мероприятий, в результате которых коэффициент обратной последовательности напряжения снижается с 3 до 1 %, напряжение пятой гармоники с 6 до 2 %, седьмой – с 4 до 1 %.

Суммарная мощность каждого вида оборудования равна 1000 кВ·А (кВт, квар). Средняя мощность асинхронных двигателей составляет 20 кВт.

Решение. Для асинхронных двигателей по формулам (8.20) и (8.19) определяем:

$$k_д = 1 + 0{,}02\,(100 - 20) = 2{,}6;$$
$$k_2 = 2{,}41 \cdot 2{,}6 = 6{,}3;$$
$$k_т = 2 \cdot 2{,}6 = 5{,}2.$$

Снижение потерь мощности за счет снижения коэффициента обратной последовательности напряжения определяем по формуле (8.23) и табл. 8.2:

в трансформаторах

$$\delta P_{U2} = \frac{1000}{10^4}2{,}67\left(3^2 - 1^2\right) = 2{,}14 \text{ кВт};$$

в асинхронных двигателях

$$\delta P_{U2} = \frac{1000}{10^4}6{,}3\left(3^2 - 1^2\right) = 5 \text{ кВт};$$

в синхронных двигателях

$$\delta P_{U2} = \frac{1000}{10^4} 0{,}27 \left(3^2 - 1^2\right) = 0{,}22 \text{ кВт};$$

в конденсаторных батареях

$$\delta P_{U2} = \frac{1000}{10^4} 0{,}03 \left(3^2 - 1^2\right) = 0{,}003 \text{ кВт}.$$

Снижение потерь мощности за счет снижения уровней высших гармоник, определяем по формуле (8.25) и табл. 8.2 и 8.3:

в трансформаторах

$$\delta P_{\text{тv}} = \frac{1000}{10^4} 1{,}62 \left[0{,}19 \left(6^2 - 2^2\right) + 0{,}19 \left(4^2 - 1^2\right)\right] = 1{,}44 \text{ кВт};$$

в асинхронных двигателях

$$\delta P_{\text{дv}} = \frac{1000}{10^4} 5{,}2 \left[0{,}089 \left(6^2 - 2^2\right) + 0{,}054 \left(4^2 - 1^2\right)\right] = 1{,}9 \text{ кВт};$$

в синхронных двигателях

$$\delta P_{\text{сv}} = \frac{1000}{10^4} 0{,}4 \left[0{,}089 \left(6^2 - 2^2\right) + 0{,}054 \left(4^2 - 1^2\right)\right] = 0{,}15 \text{ кВт};$$

в конденсаторных батареях

$$\delta P_{\text{кv}} = \frac{1000}{10^4} 0{,}003 \left[5 \left(6^2 - 2^2\right) + 7 \left(4^2 - 1^2\right)\right] = 0{,}8 \text{ кВт}.$$

Результаты расчета показывают, что наибольшие потери несимметрия напряжений вызывает в асинхронных двигателях и трансформаторах; потери в синхронных двигателях оказываются в 10–20 раз меньшими, а в конденсаторах настолько малыми, что в практических расчетах их учитывать нецелесообразно. Потери же от высших гармоник в конденсаторах существенны.

8.2.3. Влияние параметров электроэнергии на сроки службы оборудования

Влияние на сроки службы вращающихся машин проявляется в основном через превышение температуры обмоток над допустимым значением, что вызывает ускоренное старение изоляции. Нагрев обмоток обусловлен одновременным воздействием температуры окружающей среды, относительной загрузки машины по мощности $\beta_м$, отклонением напряжения δU, напряжениями обратной последовательности U_2 и высших гармоник U_v. Четыре последних параметра определяют превышение температуры обмоток над температурой окружающей среды.

Наибольший нагрев происходит при полной загрузке двигателя $\beta_м = 100$ % и нижней границе допустимого отклонения напряжения $\delta U = -5$ %. При таких значениях этих параметров любой вклад других факторов приведет к недопустимому повышению температуры обмоток. При снижении загрузки двигателя и повышении напряжения на его вводе возникает запас температурного воздействия, в пределах которого допустимо воздействие определенных уровней напряжения обратной последовательности и (или) высших гармоник. Токи обратной последовательности и высших гармоник в обмотках двигателей определяются не только значениями U_2 и U_v, но и кратностью пускового тока, поэтому допустимые значения U_2 и U_v будут зависеть от типа двигателя. На основании довольно старых исследований [25] (хотя физические процессы нагрева проводников током не изменяются) запасы температурного воздействия по загрузке двигателя A_β и по отклонению напряжения $A_{\delta U}$ можно принять следующими (бóльшие значения для двигателей с $k_п = 4{,}5$ и меньшие для двигателей с $k_п = 7$):

$\beta_м$, %, ...	100	90	80	70	60
A_β, %, ...	0	3,3–5,2	5,9–9,2	7,2–12	8,7–13,6
δU, %, ...	–5	0	+5	+10	
$A_{\delta U}$, %, ...	0	5,5–8,5	6,9–10,5	7,2–11,1	

Этот запас не должен превышать температурного воздействия обратной последовательности и высших гармоник, определяемого по формуле

$$A_{2,v} = 1{,}2 \sqrt{U_2^2 + \sum_{v=3}^{\infty} U_v^2 / v}. \qquad (8.26)$$

Например, при $\beta_м = 70$ % и $\delta U = +5$ % запас температурного воздействия для двигателя с $k_п = 4{,}5$ в соответствии с приведенными данными составляет $A_\beta + A_{\delta U} = 12 + 10{,}5 = 22{,}5$. При отсутствии высших гармоник допустимое напряжение обратной последовательности определяется из формулы (8.26), приобретающей вид: $A_2 = 1{,}2 U_2 = 22{,}5$, откуда $U_{2доп} = 18{,}8$ %. При отсутствии обратной последовательности допустимое напряжение пятой гармоники определяется как $A_v = 1{,}2 \sqrt{U_5^2 / 5} = 22{,}5$, откуда $U_{5доп} = 42$ %.

Из приведенных результатов следует, что допустимые с точки зрения нагрева обмоток оборудования параметры электроэнергии отнюдь не ограничиваются допустимыми показателями КЭ (ПКЭ), устанавливаемыми в стандартах для сетей общего назначения.

В синхронных машинах наиболее критичной с точки зрения температурного режима является обмотка возбуждения. Ток возбуждения практически не зависит от загрузки машины по активной мощности,

а определяется ее реактивной нагрузкой. Общий нагрев этой обмотки определяется потерями мощности от тока возбуждения и дополнительными потерями от токов обратной последовательности и высших гармоник в обмотках статора, вызывающих аналогичные токи и в роторе машины. Очевидно, что перегрев обмотки возбуждения и сокращение срока службы машины от этих дополнительных потерь будут иметь место лишь при полной загрузке машины по реактивной мощности. Аналогично обстоит дело и с трансформаторами, в которых основным фактором нагрева также является их загрузка.

Во многих случаях на практике загрузка двигателей и трансформаторов ниже номинальной, а располагаемая реактивная мощность синхронных машин используется не полностью. В этих случаях снижение сроков службы оборудования происходит лишь при значительном снижении КЭ.

Срок службы оборудования связан с превышением температуры обмотки соотношением:

$$T_{сл} = T_{сл.н} e^{b\Delta\tau}, \qquad (8.27)$$

где $T_{сл.н}$ – нормативный срок службы;

b – постоянный коэффициент, характеризующий данный вид изоляции;

$\Delta\tau$ – превышение температуры обмотки, град.

Некоторые виды оборудования (осветительные лампы, конденсаторные батари и т. п.) не имеют «внутреннего» регулирования, представляя собой постоянное сопротивление. Нагрузка этих устройств практически постоянна, поэтому сокращение сроков их службы при отклонении параметров электроэнергии от нормативных значений всегда имеет место. Например, срок службы ламп накаливания зависит от напряжения в 14-й степени. Ниже приведен относительный срок службы ламп накаливания $t_{сл}$ при различных отклонениях напряжения в сторону его повышения:

δU, %	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$t_{сл}$, о.е	0,87	0,46	0,66	0,58	0,51	0,44	0,39	0,34	0,3	0,26

8.2.4. Технологический ущерб

Технологический ущерб от работы ЭП при пониженном КЭ определяется в основном видом технологического процесса и характером выпускаемой продукции. Очевидно, что снижение производительности оборудования на 1 % приведет к различным экономическим последствиям в случаях выпуска дорогостоящей и малоценной продукции. Обычно технологический ущерб обусловлен расстройствами

технологических процессов, приводящими к снижению количества и качества выпускаемой продукции, вплоть до ее брака.

Расстройства технологических процессов происходят обычно из-за сбоев систем автоматического управления, вызванных помехами в сети. Технологический ущерб может наблюдаться как на промышленных предприятиях, так и в энергосистемах. Например, вследствие помех, вызываемых высшими гармониками, могут неправильно работать устройства телеуправления и релейной защиты, что приводит к расстройству процесса передачи энергии.

Для оценки технологического ущерба используют зависимости изменения общей стоимости товарной продукции от уровня подводимого напряжения, называемые в специальной литературе экономическими характеристиками. При построении такой характеристики следует учитывать лишь добавочную стоимость продукции, так как при сокращении объема ее выпуска обычно снижается и расход материалов. Экономические характеристики трудно поддаются обобщению, поэтому их получают экспериментально для конкретного предприятия.

Зависимость объема выпускаемой продукции от уровня и частоты подводимого напряжения хорошо прослеживается на полностью автоматизированных участках и на предприятиях, где в силу специфики технологического процесса человек выполняет лишь контрольные функции. К таким объектам могут быть отнесены автоматические линии, химические производства, добыча и перекачка нефти, газа и т. п. На предприятиях, где человек входит в технологический процесс в качестве необходимого звена (сборочные цехи, токарные, слесарные подразделения и т. п.), возникают возможности компенсации последствий низкого КЭ с помощью увеличения интенсивности и продолжительности труда, поэтому получить экономическую характеристику экспериментально, как правило, не удается.

Согласно результатам проведенных обследований напряжение обратной последовательности в промышленных сетях 6–10 кВ достигает 4–5 %, а уровни высших гармоник напряжения 20 %. В городских сетях уровни гармоник напряжения меньше (до 3 %), что обусловлено малым удельным весом искажающих ЭП в общем потреблении. Сами же ЭП имеют гораздо более искаженную форму кривой потребляемого тока, чем в промышленности. Например, для цветных телевизоров с тиристорно-импульсным входом ток пятой гармоники достигает 40 % тока первой, а седьмой – 25 %.

Основным параметром электроэнергии, определяющим технологический ущерб и расход энергии в промышленных сетях, является отклонение напряжения. Этот же параметр существенно влияет

и на общий расход энергии в городских сетях. Так как снижение напряжения приводит к резкому снижению светоотдачи ламп, то для создания той же освещенности приходится использовать лампы большей мощности.

Наиболее опасные параметры электроэнергии определяются типом технологического процесса на производстве. Например, в сварочном производстве кратковременные выбросы напряжения могут вызывать брак продукции из-за прожога свариваемых деталей, а провалы напряжения – из-за непровара деталей; на ткацких производствах наиболее опасными являются колебания напряжения, приводящие к резким изменениям скорости двигателей и обрывам нитей и т. д.

Более подробно составляющие технологического ущерба, возникающего при снижении КЭ, описаны в [26, 27].

8.2.5. Влияние параметров электроэнергии на приборы учета

Отклонения напряжения (в том числе и при их отличии по фазам при несимметрии напряжений) практически не влияют на показания счетчиков в широком диапазоне напряжений. Счетчики и предназначены для того, чтобы измерять произведение тока на напряжение. Неизвестны исследования по влиянию на них и переходных параметров КЭ (импульсных напряжений и резких провалов и выбросов напряжения). Влияние высших гармоник исследовано достаточно полно, и механизм их влияния известен. Потребители, имеющие в своем составе ЭП, потребляющие несинусоидальный ток, преобразуют часть электроэнергии синусоидального тока в энергию несинусоидального тока и возвращают ее в сеть.

Влияние этого «возврата» различно для разных типов счетчиков. Частотная характеристика индукционных счетчиков такова, что они слабо учитывают энергию на повышенных частотах. Поэтому потребители с несинусоидальными ЭП оплачивают полное поступление энергии, а возврат энергии на повышенных частотах счетчиком практически не фиксируется.

Индукционные счетчики обычных потребителей также слабо учитывают энергию, поступающую к ним на повышенных частотах. Часть этой энергии используется полезно – например, для нагревательных установок частота тока не имеет значения. Поэтому можно считать, что такие потребители как бы получают подарок в виде части бесплатной энергии. Правда, если не учитывать вред, который наносят высшие гармоники другому оборудованию.

Электронные и цифровые счетчики не имеют такой падающей частотной характеристики, как индукционные счетчики. Поэтому возврат энергии искажающей нагрузкой они тоже учитывают; в результате искажающий потребитель платит меньше, чем при индукционном счетчике. А обычные потребители, имеющие электронные и цифровые счетчики, платят за всю энергию, независимо от частоты ее составляющих, то есть за вредные составляющие наравне с полезными. Количественно погрешности оцениваются величиной порядка 0,5 % энергии.

От указанных недостатков свободны микропроцессорные системы учета, позволяющие раздельно учитывать энергию на разных частотах.

8.2.6. Учет случайного характера изменения параметров электроэнергии при оценке допустимости режимов работы оборудования

В действительности режим работы оборудования редко бывает стабильным. Изменяются и параметры электроэнергии на его вводе. Допустимые параметры электроэнергии обычно указывают в технических условиях и стандартах в виде постоянных, длительно допустимых величин либо в виде постоянных величин и соответствующих им допустимых длительностей. Например, стандарты на электрические машины устанавливают, что они должны обеспечивать нормальную работу при длительных отклонениях напряжения от +10 до –5 % и напряжении обратной последовательности 2 %; стандарты на трансформаторы допускают перегрузку трансформаторов на 40 % продолжительностью не более 6 ч в сутки и т. п.

В условиях эксплуатации значения параметров электроэнергии изменяются во времени случайным образом. Их измерения проводят в течение длительного времени, за которое определяется гистограмма изменения параметра – частоты попадания измеряемой величины в установленные интервалы значений. По этим данным можно определить закон распределения случайной величины, его характеристики (математическое ожидание и среднеквадратическое отклонение) и вероятность, с которой случайная величина не выходит за любой рассматриваемый предел. Возникает вопрос, с какой вероятностью параметр электроэнергии может выходить за допустимый предел, чтобы тепловой режим оборудования не нарушился. Вероятность 0,95, в расчете на которую установлены допустимые ПКЭ в сетях общего назначения, не имеет строгих обоснований и применяется исходя из общих соображений, изложенных в п. 5.5.1.

В задаче определения допустимых режимов оборудования эту вероятность можно определить исходя из условия одинаковости воздействия случайного процесса и длительно допустимой величины. При этом должны выполняться два условия:

1) изменение параметра электроэнергии во времени должно носить стационарный характер, при котором продолжительность любого интервала времени с повышенным значением параметра не превышает величину, при которой оборудование выходит из строя, или постоянную времени нагрева оборудования. Действительно, если в течение 30 минут повышенного нагрева двигатель выйдет из строя, это уже не скомпенсируешь сутками пониженного нагрева. Поэтому данная задача может решаться лишь в случае, если параметр электроэнергии в течение, например, 2–5 мин выходит за допустимый предел, а затем уходит в зону ниже этого предела. Для многих практических случаев такие соотношения соблюдаются. Так, постоянные времени нагрева двигателей и трансформаторов составляют 10–30 мин, в то время как цикл изменения параметров электроэнергии часто значительно меньше этих значений. На рис. 8.8 для примера приведена регистрограмма тока обратной последовательности в обмотках турбогенератора, находящегося в энергосистеме с большой долей тяговых нагрузок. Цикл изменения значений $I_2(t)$ составляет 3–4 мин;

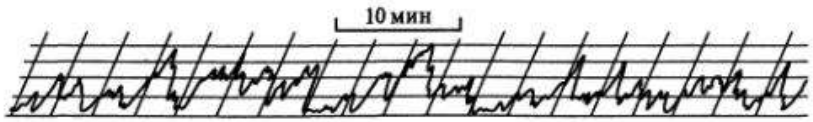


Рис. 8.8. Регистрограмма тока обратной последовательности в обмотках турбогенератора

2) должна быть известна зависимость рассматриваемого параметра оборудования от параметра электроэнергии (функция влияния) $C = f(X)$. Если рассматривается нагрев оборудования, то эта зависимость в силу физических законов имеет квадратичный характер $C = X^2$, если срок службы ламп накаливания, то $C = X^{14}$, и т. п. (общее выражение при степенной функции влияния $C = X^k$). Для определения эквивалентного значения параметра X по записи n его значений необходимо произвести следующие вычислительные операции:

для каждого значения X_i определить значение функции C_i;

определить среднее значение функции C на интервале измерений:

$$C_{ср} = \sum_{i=1}^{n} C_i / n; \qquad (8.28)$$

определить $X_{экв}$ по формуле:

$$X_{экв} = \sqrt[k]{C_{ср}}. \qquad (8.29)$$

При оценке допустимости режима работы оборудования при комплексном воздействии нескольких факторов в функцию $C = f(X_1, X_1, \ldots X_n)$ подставляют эквивалентные значения каждого из параметров.

Пример 8.2. Длительно допустимое значение напряжения обратной последовательности на вводах двигателя составляет 2 %. Необходимо определить допустимость температурного режима двигателя при фактических значениях U_2, результаты измерения которых, проведенные 100 раз с интервалом в 1 мин и распределенные по диапазонам значений U_2, приведены ниже:

Диапазон значений U_2, %	0–0,5	0,5–1,0	1,0–1,5	1,5–2,0	2,0–2,5	2,5–3,0
Среднее значение диапазона, %	0,25	0,75	1,25	1,75	2,25	2,75
Число измерений в диапазоне	10	20	25	20	15	10

Решение. Ввиду того, что количество тепла пропорционально квадрату напряжения U_2, функция влияния имеет вид $C = U_2^2$. Определяем среднее значение функции на интервале измерений:

$$C_{ср} = \frac{0{,}25^2 \cdot 10 + 0{,}75^2 \cdot 20 + 1{,}25^2 \cdot 25 + 1{,}75^2 \cdot 20 + 2{,}25^2 \cdot 15 + 2{,}75^2 \cdot 10}{100} = 2{,}62\,\%^2.$$

По формуле (8.29) определяем $U_{2\,экв} = 1{,}62$ %. Несмотря на то что напряжение обратной последовательности на вводах двигателя в течение 25 % времени превышало длительно допустимое значение (в двух последних диапазонах оказалось 25 измерений), температурный режим двигателя не нарушается – воздействие на режим двигателя фактических значений U_2 аналогично воздействию постоянной величины $U_2 = 1{,}62$ %.

Если изменение внешних факторов описывается одним из стандартных законов распределения (например, нормальным законом), а измерения позволяют определить характеристики случайного процесса (математическое ожидание m_x и среднеквадратическое отклонение σ_x), процедура оценки допустимости режима оборудования может быть упрощена.

В случае нормального закона распределения любое значение случайной величины X_i связано со значениями m_x и σ_x соотношением:

$$X_i = m_x + \beta_i \sigma_x = m_x (1 + \beta_i \gamma_x), \qquad (8.30)$$

где β_i – параметр, связанный с вероятностью непревышения величиной X значения X_i;

$\gamma_x = \sigma_x / m_x$ – коэффициент вариации случайной величины X.

В соответствии с ГОСТ 13109–97 значения ПКЭ должны находиться внутри диапазона нормируемых значений с вероятностью 0,95, то есть должно выполняться условие:

$$X_{норм} \le m_x + \beta_{0,95} \sigma_x. \qquad (8.31)$$

При одинаковом числе случаев выхода контролируемого параметра за левую и правую нормируемые границы вероятность 0,95 соответствует значению $\beta_{0,95} = 2$. Напряжения обратной последовательности и высших гармоник физически не могут быть отрицательными, поэтому все выходы их значений за допустимый предел могут происходить только в одну, положительную, сторону. В этом случае вероятности 0,95 соответствует $\beta_{0,95} = 1,65$. Фактическое распределение контролируемого параметра даже при двух нормируемых границах (например, для отклонения напряжения $U_{норм} = \pm 5\ \%$) редко бывает симметричным. Поэтому при смещении распределения даже такого параметра к одной из границ значение $\beta_{0,95}$ постепенно изменяется от 2 до 1,65.

Очевидно, что одинаковая вероятность 0,95 не соответствует одинаковости режимов оборудования, имеющего различные функции влияния. В прил. 7 выведена формула, связывающая эквивалентные по влиянию на режим оборудования значения $\beta_{экв}$ и допустимой вероятности выхода параметра электроэнергии за установленный предел $p_{экв}$ с характеристиками случайного процесса изменения параметра для степенной функции влияния $C = f(X^k)$ и нормального закона распределения. На рис. 8.9 приведены вычисленные по формулам (П7.6) и (П7.17) зависимости $\beta_{экв} = f(k, \gamma_x)$, а на рис. 8.10 – зависимости вероятности выхода случайного процесса за установленный предел $p_{экв} = f(k, \gamma_x)$, при которой воздействие случайного процесса аналогично воздействию постоянного значения параметра.

Из рисунков видно, что при оценке нагрева оборудования $\beta_{экв}$ незначительно превышает нулевое значение, которое соответствует математическому ожиданию (среднему значению) параметра электроэнергии. Это означает, что допустимая вероятность превышения нормированного значения параметра незначительно превышает 0,5

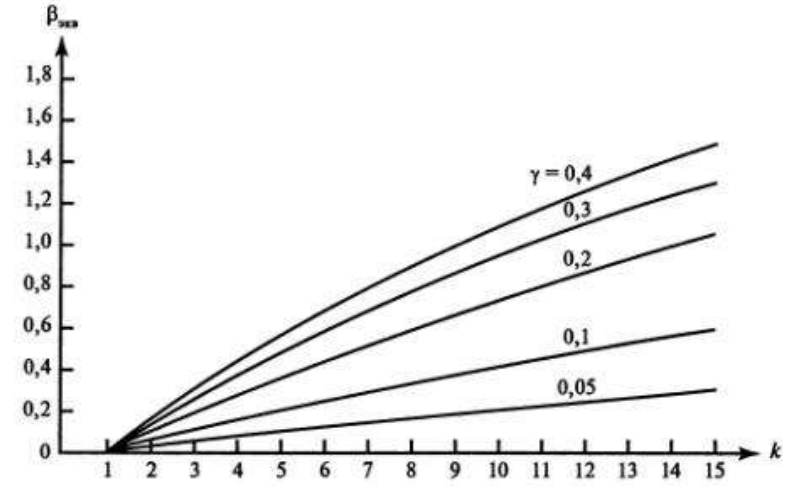


Рис. 8.9. Зависимость параметра $\beta_{экв}$ от коэффициента вариации случайного процесса γ_x и степени его воздействия на электрооборудование k

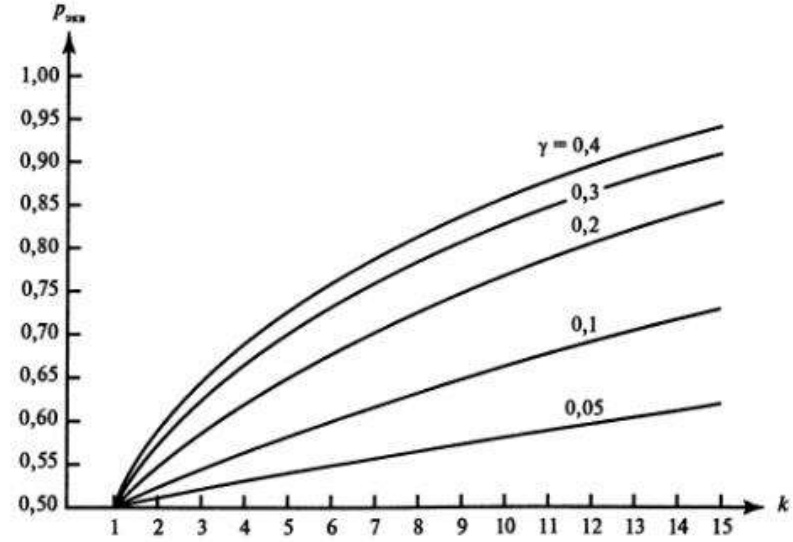


Рис. 8.10. Зависимость интегральной вероятности $p_{экв}$ от коэффициента вариации случайного процесса γ_x и степени его воздействия на электрооборудование k

(учет квадратичного характера нагрева физически соответствует применению к средней величине потерь коэффициента формы графика, рассмотренного в гл. 2). При рассмотрении срока службы ламп

накаливания (наиболее высокая степень зависимости от напряжения) допустимая вероятность приближается к 85 % при коэффициенте вариации случайного процесса $\gamma = 0{,}4$. Полученные цифры говорят о том, что установленная как в отечественных, так и зарубежных стандартах вероятность 0,95 неоправданно высока для рассмотренных типов воздействия на оборудование. В какой-то мере она предусматривает необходимость запаса (не обоснованного расчетами) на случай нестационарных процессов (хотя для страховки от этого уровня вероятности недостаточно). Вероятность 0,95 означает, что в течение 1 ч 12 мин за сутки параметр может превышать допустимый предел. Если эти превышения сгруппируются на близких временных интервалах, то оборудование может за это время выйти из строя, хотя за сутки в целом наблюдалась высокая вероятность нахождения параметра в допустимых пределах.

8.2.7. Технические средства повышения качества электроэнергии

Устройства для повышения КЭ могут воздействовать как на один из его показателей, так и на несколько. В последнем случае они называются многофункциональными. Устройства могут изменять свои параметры в процессе работы под воздействием управляющего сигнала (регулируемые устройства), а могут не иметь такой возможности (нерегулируемые устройства). Регулирование может быть плавным или ступенчатым. Осуществление плавного регулирования практически всегда связано с необходимостью изменения угла зажигания тиристоров, что приводит к искажению синусоидальности кривых тока и напряжения. В связи с этим в случаях, когда не требуется частых переключений, вызывающих броски напряжения (колебания), предпочтительнее ступенчатое регулирование. Чем меньше ступень регулирования, тем менее чувствительны броски напряжения, однако стоимость устройства возрастает из-за увеличения числа ступеней. Включение и отключение отдельных частей устройства может осуществляться с помощью контакторов или бесконтактным способом – переключением цепей тиристором в момент перехода тока через нуль.

Регулирование напряжения производят с помощью трансформаторов с РПН и регулируемых КУ. Последние наиболее эффективно использовать для этих целей в сетях 0,4 кВ, где их регулирующий эффект наиболее существен (см. п. 8.4.1). Выпускаемые в настоящее время трансформаторы с РПН и регулируемые КУ имеют ступенчатое переключение ответвлений и секций с помощью электромеханических контакторов.

Размах колебаний напряжения в узле можно снизить, уменьшая реактивное сопротивление предвключенной сети X_c либо размах реактивной нагрузки Q – в обоих случаях снижается произведение QX_c. Первый способ реализуется с помощью установок продольной компенсации (включение емкости в рассечку линии). При этом снижаются как колебания напряжения, так и колебания частоты, размах которых определяется произведением PX. Отрицательной стороной этого способа является увеличение мощности короткого замыкания в узле, что может оказаться недопустимым для отключающей аппаратуры.

Суммарное сопротивление участков предвключенной сети, общее для спокойной I_1 и резкопеременной I_2 нагрузок, можно снизить, выделив резкопеременную нагрузку на отдельный трансформатор (рис. 8.11). В этом случае общее сопротивление снижается с $X = X_c + X_{т1} X_{т2} / (X_{т1} + X_{т2})$ до X_c. Размах колебаний напряжения на шинах спокойной нагрузки снижается в X_c/X раз, а на шинах резкопеременной – увеличивается в $X/(X_{т1} + X_{т2})$ раз.

Развитием этого способа, позволяющим снизить размах колебаний напряжения практически до нуля, является применение сдвоенного реактора (рис. 8.12). Коэффициент взаимоиндукции между плечами реактора подбирается таким образом, чтобы в плече, питающем спокойную нагрузку, индуцировалась ЭДС $E_1 = I_2 / (X_c + X_т)$.

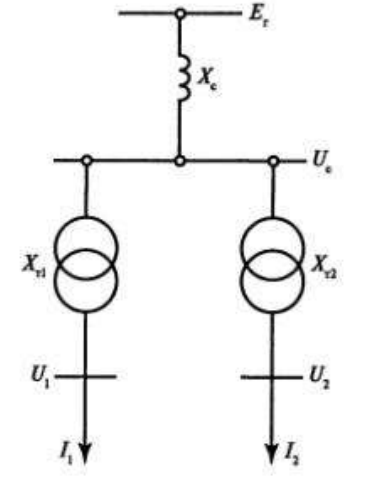


Рис. 8.11. Схема питания спокойной и резкопеременной нагрузок от различных трансформаторов

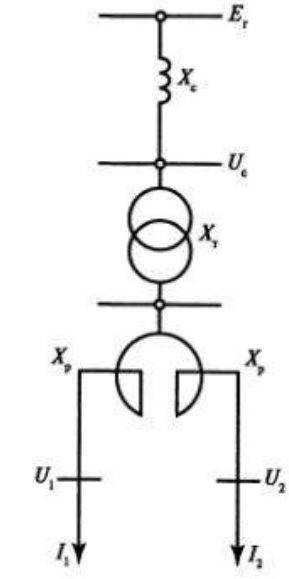


Рис. 8.12. Схема питания спокойной и резкопеременной нагрузок через сдвоенный реактор

В этом случае дополнительные потери напряжения в общем для обеих нагрузок сопротивлении $X_c + X_т$, происходящие при изменении тока I_2, автоматически компенсируются и напряжение на шинах нагрузки I_1 остается стабильным. При этом размах колебаний напряжения на шинах нагрузки I_2 увеличивается вследствие увеличения суммарного сопротивления внешней по отношению к данной нагрузке сети на X_c. Для реализации этого способа необходимы реакторы с регулируемыми параметрами, так как сопротивление сети системы X_c в процессе эксплуатации изменяется вследствие оперативных переключений, и требуется периодическая подстройка реактора.

Снижение колебаний напряжения за счет снижения колебаний реактивной нагрузки осуществляется с помощью КУ. Эффективность этого способа зависит от скорости, с которой эти КУ могут изменять свою мощность. При недостаточном быстродействии они могут привести даже к ухудшению положения. На рис. 8.13 приведены графики изменения реактивной мощности ЭП, КУ с плавным регулированием мощности и графики суммарной нагрузки, показывающие, что размах колебаний последней при использовании КУ с недостаточным быстродействием возрастает.

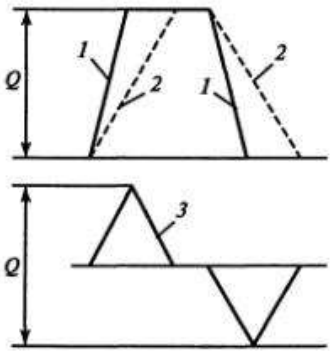


Рис. 8.13. Графики реактивной мощности: *1* – электроприемника; *2* – КУ с плавным регулированием; *3* – суммарной нагрузки

При использовании КУ со ступенчатым регулированием возникает вопрос о целесообразном числе ступеней устройства. На рис. 8.14 показано, что при недостаточном их числе размах колебаний напряжения может снизиться несущественно, а частота колебаний резко возрастет.

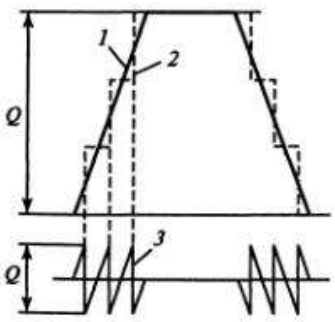


Рис. 8.14. Графики реактивной мощности: 1 – электроприемника; 2 – КУ со ступенчатым регулированием; 3 – суммарной нагрузки

Снижение несимметрии напряжений может быть достигнуто снижением сопротивления сети токам обратной и нулевой последовательностей и снижением значений самих токов.

Ввиду того что сопротивление основных элементов сети (линии, трансформаторы) токам обратной последовательности равно сопротивлению токам прямой последовательности, снизить сопротивление участков, общих для токов симметричной и несимметричной нагрузки, можно практически только выделением нагрузок на отдельные трансформаторы.

Сопротивление токам нулевой последовательности может быть снижено за счет применения трансформаторов 6–10/0,4 со схемой соединения обмоток «треугольник–звезда с нулем» или «звезда–зигзаг» взамен применяющейся в большинстве случаев схемы «звезда–звезда с нулем». Для действующих трансформаторов сопротивление нулевой последовательности можно уменьшить, установив шунтовое симметрирующее устройство.

Снижение систематической несимметрии в сетях низкого напряжения осуществляют перераспределением нагрузок между фазами, а вероятностной несимметрии – с помощью устройств автоматического перераспределения нагрузок с тиристорным переключением.

Симметрирование режима в сетях 6–10 кВ, являющихся трехпроводными с незаземленной нейтралью, состоит в устранении только токов обратной последовательности. Это достигается путем распределения суммарной мощности конденсаторных батарей между фазами сети таким образом, чтобы создаваемый ими ток обратной последовательности был по возможности ближе по значению к току обратной последовательности нагрузки и направлен противоположно. Для этого достаточно присоединить КУ к двум междуфазным напряжениям.

Для симметрирования однофазной нагрузки может быть применена схема, предусматривающая присоединение реактора и конденсаторной батареи к оставшимся фазам (рис. 8.15), известная как схема Штейнметца (она используется и в некоторых устройствах бытового назначения, использующих трехфазные двигатели, но подключаемых к однофазной сети, например, насосах). При чисто активной нагрузке и подборе мощности реактора Q_L и БСК Q_C в соответствии с выражением $Q_L = Q_C = P_н/\sqrt{3}$ схема обеспечивает полное симметрирование нагрузки. Если нагрузка имеет реактивную составляющую, то параллельно ей включают БСК (на рис. 8.15 показана пунктиром).

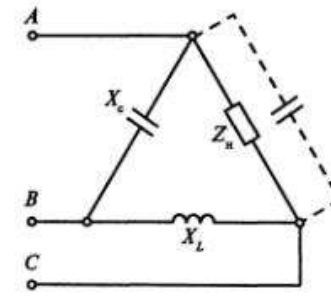


Рис. 8.15. Схема симметрирования однофазной нагрузки

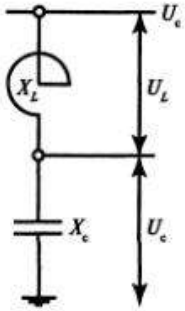


Рис. 8.16. Условная схема фильтра высших гармоник

Снижение уровней высших гармоник достигается с помощью фильтров высших гармоник, представляющих собой последовательно соединенные реактор и БСК (рис. 8.16). Параметры реактора и БСК подбирают таким образом, чтобы их результирующее сопротивление на частоте v-й гармоники было равно нулю. В общем случае на каждую гармонику нужен свой фильтр.

Результирующее сопротивление фильтра на v-й гармонике $X_{\Phi v} = X_{Lv} + X_{Cv}$ будет равно нулю при условии $X_{Lv} + X_{Cv}$. Так как $X_{Lv} = vX_L$, а $X_{Cv} = X_C/v$, где X_L и X_C – сопротивления реактора и БСК на основной частоте, то сопротивление фильтра на основной частоте носит емкостной характер:

$$X_\Phi = X_L + X_C = X_C\left(1 - \frac{1}{v^2}\right). \qquad (8.32)$$

Мощность такой конденсаторной установки несколько меньше мощности используемых в ней конденсаторов:

$$\frac{Q_\Phi}{Q_C} = \frac{U^2 X_C}{X_\Phi U_C} = \frac{v^2 - 1}{v_2}, \qquad (8.33)$$

однако одновременно с генерацией реактивной мощности обеспечивается снижение уровней высших гармоник. Поэтому такие установки часто называют фильтрокомпенсирующими (ФКУ). Напряжения на реакторе и на БСК составляют:

$$U_L = \frac{U}{v^2 - 1}; \qquad U_C = U\frac{v^2}{v^2 - 1}. \qquad (8.34)$$

Напряжение U_L в процентах U для фильтров 5, 7, 11 и 13-й гармоник составляют соответственно 4,2; 2,08; 0,83 и 0,59 %. Напряжение U_C на такие же величины превышает 100 %.

Недостатком ФКУ по сравнению с обычными КУ является нерегулируемость их мощности. Технически их можно сделать регулируемыми, составив фильтр каждой гармоники из нескольких секций; каждая из секций должна быть настроена на свою гармонику. Однако требования к законам регулирования ФКУ по условиям генерируемой реактивной мощности и по условиям фильтрации высших гармоник могут оказаться противоречивыми. Например, в режимах малых нагрузок энергосистемы реактивную мощность КУ необходимо снижать, в то время как уровень гармоник в это время повышается и с этой точки зрения ФКУ отключать нельзя. Поэтому целесообразно устанавливать ФКУ мощностью, минимально необходимой для фильтрации высших гармоник, а генерацию остальной мощности, требуемой для выполнения задания энергосистемы, обеспечивать с помощью регулируемых КУ, устанавливаемых отдельно (рис. 8.17).

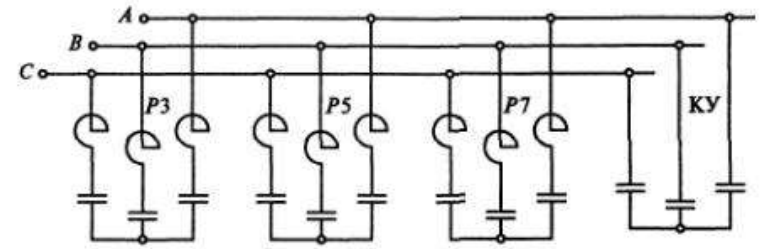


Рис. 8.17. Схема присоединения КУ и ФКУ

Многофункциональные устройства повышения КЭ воздействуют на несколько ПКЭ одновременно. К таким устройствам относятся СТК. Схемы их могут быть различными, однако все они состоят из конденсаторов, реакторов и тиристоров, соединенных тем или иным способом. Такие устройства, обладая высоким быстродействием, снижают колебания напряжения. Пофазное регулирование генерируемой и потребляемой ими мощности позволяет симметрировать режим работы сети, а наличие в составе устройства ФКУ – снижать уровень гармоник.

Статические компенсаторы могут быть прямого регулирования, когда при регулировании изменяется мощность конденсаторной батареи по требуемому закону, и косвенного регулирования, когда используется нерегулируемая БСК, равная номинальной мощности СТК, а снижение суммарной мощности устройства производится с помощью регулируемого реактора.

8.3. Нормирование качества электроэнергии

8.3.1. Показатели качества электроэнергии

Рассмотренные в п. 8.1 параметры электроэнергии являются физическими величинами. При нормировании КЭ используются ПКЭ – параметры электроэнергии, определенные установленным образом (усредненные за установленный период, определяемые как огибающая кривая и т. п.).

В России перечень ПКЭ и их нормированные значения установлены ГОСТ 13109–97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Стандарт устанавливает показатели и нормы КЭ в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного

и однофазного тока частотой 50 Гц в точках, к которым присоединяются электрические сети, находящиеся в собственности различных потребителей электрической энергии, или приемники электрической энергии (точки общего присоединения – ТОП). Для обеспечения норм КЭ в ТОП в технических условиях на присоединение потребителей, ухудшающих КЭ в сети, допускается устанавливать более жесткие нормы, чем установленные в стандарте.

В ГОСТ приведены нормы на ПКЭ, характеризующие отклонения частоты, отклонения и колебания напряжения, искажения синусоидальности кривой напряжения и несимметрию напряжений. Эти показатели представляют собой постоянно присутствующие в сетях величины, значения которых изменяются во времени в зависимости от режимов работы сети и электроустановок потребителей.

Провалы напряжения, временные перенапряжения и импульсы напряжения относятся к эпизодическим явлениям. На показатели, характеризующие временные перенапряжения и импульсы напряжения, численных значений норм стандартом не установлено. В качестве информации в справочных приложениях к стандарту приведены значения коэффициентов временных перенапряжений и амплитуд грозовых и коммутационных импульсов, возникающих в электрических сетях.

По ответственности сторон за нарушение КЭ показатели могут быть разделены на две группы. Отклонения напряжения и частоты и длительность провалов напряжения лежат в зоне безусловной ответственности энергоснабжающей организации. Остальные показатели обусловлены работой электроустановок потребителей. Сети энергоснабжающей организации являются звеном, передающим искажения от одних потребителей к другим.

Стандарт устанавливает два вида норм КЭ: нормально допустимые и предельно допустимые. Оценка соответствия ПКЭ указанным нормам проводится в течение расчетного периода, равного 24 ч. В течение 95 % времени измерений (22 ч 48 мин за сутки) значения ПКЭ должны находиться в нормально допустимых пределах, в остальное время (1 ч 12 мин) могут превышать эти пределы, но не выходить за предельно допустимые значения.

8.3.2. Нормы на допустимые значения показателей качества электроэнергии

Нормально допустимые и предельно допустимые *отклонения частоты* равны ±0,2 и ±0,4 Гц соответственно. Эти значения относятся к отклонениям частоты, усредненным на интервале 20 с.

Отклонение напряжения нормируется только на вводах ЭП, то есть фактически только в сетях 0,4 кВ и в некоторых точках сетей 6–10 кВ, к которым могут быть присоединены двигатели высокого напряжения. Они характеризуются показателем «установившееся отклонение напряжения», которое представляет собой среднее отклонение напряжения на интервале 60 с. Нормально и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения равны соответственно ±5 % и ±10 % номинального напряжения электрической сети.

Значения установившегося отклонения напряжения в ТОП в сетях 6–10 кВ и выше должны устанавливаться с учетом необходимости выполнения норм ГОСТ на вводах ЭП. Это означает, что отклонения напряжения в остальных сетях численно не нормируются, их получают в результате расчетов.

Колебания напряжения характеризуются двумя показателями:

размах изменения напряжения;

доза фликера.

Допустимый размах изменения напряжения зависит от частоты появления размахов и нормируется кривой рис. 8.18. Кривая получена на основе оценки отрицательного воздействия миганий ламп накаливания на зрение человека и не имеет отношения к другим ЭП, хотя и нормирует колебания напряжения в сети в целом. Применение этой кривой не встречает трудностей при одинаковых амплитудах размахов, повторяющихся через определенные периоды времени. Обычно же размахи изменения напряжения в ТОП имеют хаотичный характер, их амплитуды и частоты появления формируются многими ЭП и прямое применение кривой рис. 8.18 становится невозможным. Применяется процедура взвешивания колебаний и получения интегрального показателя, который получил название «дозы фликера». Эта процедура достаточно сложна, реализуется только с помощью специальных приборов (фликерметров) и имеет интерес, главным образом, для разработчиков этих приборов и поэтому здесь не рассматривается. При наличии колебаний напряжения сумма установившегося отклонения напряжения δU_y и размаха изменений напряжения δU_t в точках присоединения к электрическим сетям напряжением 0,4 кВ не должна превышать 10 % от номинального напряжения.

Несинусоидальность напряжения характеризуется двумя показателями:

коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения;

коэффициент n-й гармонической составляющей напряжения.

Данные показатели определяются как значения, усредненные на интервале 3 с.

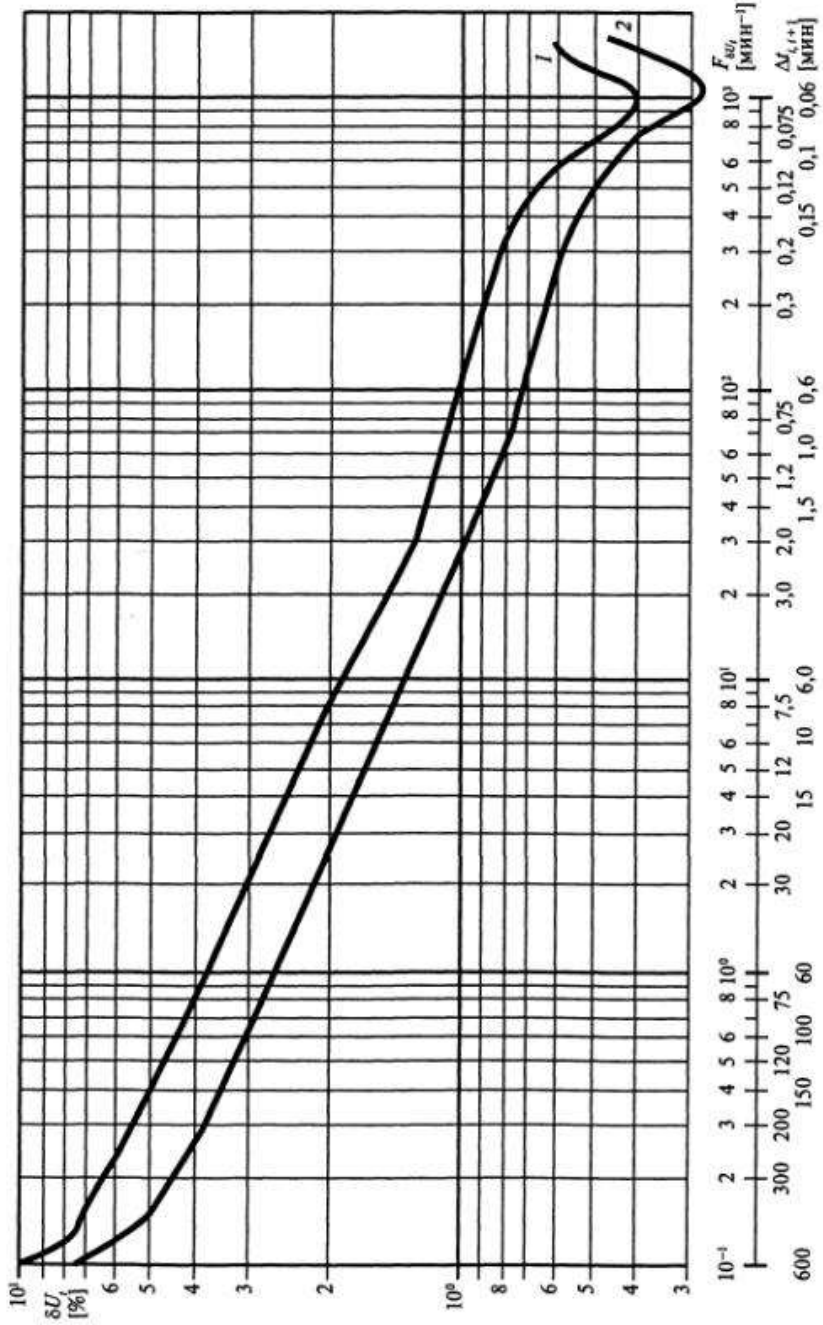


Рис. 8.18. Допустимые размахи колебаний напряжения

Коэффициент искажения синусоидальности определяют по формуле, %:

$$K_U = \frac{100}{U_1}\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_n^2}, \qquad (8.35)$$

где U_1 – напряжение прямой последовательности, вместо которого допускается использовать номинальное напряжение сети $U_{ном}$.

Значения гармоник нормируются до $n = 40$. Допустимые значения K_U приведены в табл. 8.4.

Таблица 8.4

Допустимые значения коэффициента искажения синусоидальности

Значения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения, %							
нормально допустимые, для $U_{ном}$, кВ				предельно допустимые, для $U_{ном}$, кВ			
0,38	6–20	35	110–330	0,38	6–20	35	110–330
8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

Нормально допустимые значения коэффициента n-й гармонической составляющей напряжения приведены в табл. 8.5.

Таблица 8.5

Нормально допустимые значения коэффициентов гармонических составляющих

Коэффициент n-й гармонической составляющей напряжения, %, для $U_{ном}$, кВ				
n	0,38	6–20	35	110–330
Нечетные гармоники, некратные 3				
5	6,0	4,0	3,0	1,5
7	5,0	3,0	2,5	1,0
11	3,5	2,0	2,0	1,0
13	3,0	2,0	1,5	0,7
17	2,0	1,5	1,0	0,5
19	1,5	1,0	1,0	0,4
23	1,5	1,0	1,0	0,4
25	1,5	1,0	1,0	0,4
> 25	$0,2 + 1,3 \times 25/n$	$0,2 + 0,8 \times 25/n$	$0,2 + 0,6 \times 25/n$	$0,2 + 0,2 \times 25/n$

Окончание табл. 8.5

Коэффициент n-й гармонической составляющей напряжения, %, для $U_{ном}$, кВ				
n	0,38	6–20	35	110–330
Нечетные гармоники, кратные 3				
3	5,0	3,0	3,0	1,5
9	1,5	1,0	1,0	0,4
15	0,3	0,3	0,3	0,2
21	0,2	0,2	0,2	0,2
> 21	0,2	0,2	0,2	0,2
Четные гармоники				
2	2,0	1,5	1,0	0,5
4	1,0	0,7	0,5	0,3
6	0,5	0,3	0,3	0,2
8	0,5	0,3	0,3	0,2
10	0,5	0,3	0,3	0,2
12	0,2	0,2	0,2	0,2
> 12	0,2	0,2	0,2	0,2

Нормально допускаемые значения, приведенные в табл. 8.5 для n, равных 3 и 9, относятся к однофазным электрическим сетям. В трехфазных трехпроводных электрических сетях эти значения принимают вдвое меньшими, чем приведенные в таблице.

Предельно допускаемые значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения принимают в 1,5 раза выше нормально допускаемых значений.

Несимметрия напряжений характеризуется двумя показателями:

коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;

коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности.

Данные показатели определяются как значения, усредненные на интервале 3 с.

Нормально допустимое и предельно допустимое значения обоих коэффициентов несимметрии напряжений равны соответственно 2,0 и 4,0 %. Коэффициент несимметрии по нулевой последовательности имеет смысл только для четырехпроводных электрических сетей 0,4 кВ, нормы на коэффициент несимметрии по обратной последовательности одинаковы для сетей любых напряжений.

Провал напряжения характеризуется длительностью, которая в электрических сетях напряжением до 20 кВ включительно не должна превышать 30 с. Для сетей других напряжений норм не установлено. В справочном приложении к стандарту приведены статистические характеристики провалов напряжения в некоторых сетях 6–10 кВ.

8.3.3. Сертификация электроэнергии

Необходимость такой сертификации предусматривается Гражданским кодексом РФ (ст. 542) и Законом о защите прав потребителей. Данный закон распространяется на потребителей – физических лиц. Обычными претензиями граждан являются жалобы на уровень напряжения (чрезмерно низкое или чрезмерно высокое) и на иногда случающиеся резкие существенные повышения напряжения, приводящие к выходу из строя бытовых приборов. Проверка напряжения при сертификационных замерах является эпизодической процедурой, в течение которой вряд ли случится резкий выброс или импульс напряжения. Поэтому в положение о сертификации включены только два ПКЭ – отклонение напряжения и отклонение частоты. Отклонение частоты имеет одинаковое значение во всех точках электрически связанных сетей (то есть фактически на всей территории России) и потому бессмысленно измерять его у каждого абонента. Кроме того, жалоб населения на этот показатель не наблюдалось.

В течение некоторого времени существовало правило о выдаче энергоснабжающей организации лицензии только после предварительного проведения сертификации электроэнергии. Сейчас, после изменения Закона о лицензировании отдельных видов деятельности (см. п. 5.7.3), такого требования не существует.

Сертификация электроэнергии, поставляемой бытовым абонентам, теоретически предусматривает проверку уровня напряжения на вводах в квартиры. Попытки заменить ее проверкой напряжения на питающих центрах совершенно бесперспективны (см. п. 8.4.1). Поэтому соблюдения указанных законов с помощью централизованной сертификации электроэнергии достичь невозможно. На практике проблемы с уровнем напряжения решаются в каждом конкретном случае при обращении абонента в диспетчерскую службу коммунальной организации. Случаи выхода из строя бытовых приборов вследствие резких повышений напряжения (в воздушных сетях случаются при грозе или перехлесте проводов) могут являться предметом судебных разбирательств. Суды обычно признают необходимость возмещения ущерба.

Федеральный закон от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании» установил статус стандартов как документов, применяемых в *добровольном* порядке. Обязательные требования должны излагаться в документах, называемых техническими регламентами. Требования технических регламентов устанавливаются в целях защиты жизни и здоровья граждан, имущества физических или юридических лиц, государственного или муниципального имущества, охраны окружающей среды и предупреждения действий, вводящих в заблуждение приобретателей (это тоже опасно). Принятие технических регламентов в иных целях не допускается. Технические регламенты должны устанавливать и требования, обеспечивающие электромагнитную совместимость оборудования в части обеспечения безопасности его работы.

Электромагнитная совместимость оборудования – более широкое понятие, чем КЭ. Когда на борту самолета запрещается пользоваться мобильными телефонами, понятно, что работа телефона может помешать работе аэронавигационных устройств и это опасно для жизни. Эти виды технических устройств электромагнитно несовместимы (или есть такая опасность), то есть одно из них может недопустимо влиять на работу другого. Опасность для жизни и здоровья людей КЭ по основным его показателям неочевидна. Еще не было случаев, чтобы кто-то почувствовал себя плохо из-за того, что в сети присутствуют высшие гармоники или обратная последовательность или отклонения напряжения вышли за допустимые пределы. Поэтому Технический регламент «Об электромагнитной совместимости» пока не принимается, хотя энтузиасты предпринимали неоднократные попытки его введения.

В связи с изложенным вопрос об обязательной сертификации электроэнергии можно считать практически не решенным.

8.4. Регулирование напряжения

8.4.1. Распределительные сети 6–20 и 0,4 кВ

Стандарт нормирует допустимые отклонения напряжения на вводах ЭП. Существует ряд мощных ЭП, присоединенных непосредственно к сетям 6–20 кВ (в основном, СД), однако основная масса ЭП получает питание от сетей 0,4 кВ. Поэтому возможности РН в этих сетях имеют первостепенное значение. Трансформаторы 35–220/6–20 кВ имеют устройства РПН, позволяющие регулировать напряжение на шинах 6–20 кВ по заданному закону. При этом для компенсации потерь напряжения в линиях 6–20 кВ наиболее

высокое напряжение на шинах 6–20 кВ трансформатора должно поддерживаться в режиме больших нагрузок и наиболее низкое – в режиме малых нагрузок.

Распределительные трансформаторы 6–20/0,4 кВ кроме номинального ответвления имеют четыре регулировочных ответвления с количеством витков первичной обмотки, уменьшенным на 2,5 и 5 % и увеличенным на те же величины, что позволяет изменять коэффициент трансформации $K_т$. Однако для изменения регулировочного ответвления необходимо отключить РТ от сети, поэтому такие изменения могут делаться лишь периодически (например, посезонно), а в течение суточного изменения нагрузок ответвления остаются постоянными.

Изменение напряжения на шинах 0,4 кВ трансформатора, происходящее при изменении ответвления, зависит от рабочего напряжения на шинах 6–20 кВ – U_1. В табл. 8.6 приведены коэффициенты трансформации и относительные добавки напряжения $\Delta E_т$ на шинах 0,4 кВ, соответствующие указанным ответвлениям при разных напряжениях на шинах 6–20 кВ.

Таблица 8.6

Регулировочные характеристики РТ 6–20/0,4 кВ

N_o	Число витков, %	$K_т$	$\Delta E_т$, %, при U_1, %			Расчетное $\Delta E_т$, %
			–10	0	+10	
1	105	26,25	–4,3	–4,76	–5,24	–5
2	102,5	25,625	–2,2	–2,44	–2,7	–2,5
3	100	25	0	0	0	0
4	97,5	24,375	2,3	2,56	2,82	2,5
5	95	23,75	4,7	5,26	5,79	5

До 1992 г. в России стандартным напряжением низковольтных сетей считалось напряжение 220/380 В, поэтому расчетные значения добавок напряжения $\Delta E_т$ по отношению к этому напряжению были на 5 % выше и составляли от 0 до +10 %. В настоящее время в соответствии с международными стандартами установлено напряжение 230/400 В (прил. 8).

Так как значения $\Delta E_т$ незначительно изменяются в широком диапазоне изменения U_1, в практических расчетах часто используют их расчетные значения – округленные величины, соответствующие изменению числа витков первичной обмотки трансформатора.

Для проведения более точных расчетов отклонений напряжения на шинах 0,4 кВ при известном значении U_1 необходимо пользоваться непосредственно коэффициентами трансформации.

Методы расчета закона РН на шинах 6–20 кВ ЦП и выбора регулировочных ответвлений РТ 6–20/0,4 кВ рассмотрим на примере условной схемы линии 6–20 кВ, приведенной на рис. 8.19, *а*. В режиме максимальной нагрузки напряжение в линии снижается по мере удаления от ЦП. Его снижение на шинах 0,4 кВ РТ показано штриховой линией на рис. 8.19, *б*. РТ имеют пять регулировочных ответвлений, позволяющих изменять напряжение с шагом 2,5 %.

В линиях 0,4 кВ необходимо поддерживать напряжение, обеспечивающее допустимые отклонения ± 5 % у всех ЭП, присоединенных к линии. При этом у ближайшего ЭП ($А_1$) необходимо поддерживать отклонение напряжения, максимально близкое к +5 %, чтобы у удаленного ЭП ($Б_1$) оно не вышло за нижний допустимый предел –5 %. Поэтому на шинах ЦП в режиме максимальной нагрузки необходимо поддерживать отклонение напряжения выше +5 % на величину потерь напряжения от шин ЦП до ближайшего ЭП сети 0,4 кВ, %:

$$\delta U'_{\text{цп}} = 5 + \Delta U'_{\text{с.б}} + \Delta U'_{\text{т}} + \Delta U'_{\text{н.б}} - \Delta E_{\text{т}}, \qquad (8.36)$$

где $\Delta U'_{\text{с.б}}$, $\Delta U'_{\text{т}}$ и $\Delta U'_{\text{н.б}}$ – потери напряжения в линии 6–20 кВ от ЦП до РТ, в самом РТ и в линии 0,4 кВ от шинах 0,4 кВ РТ до ближайшего ЭП, присоединенного к линии.

На этом РТ и других, находящихся в зоне потерь напряжения от $\Delta U'_{\text{с.б}}$ до ($\Delta U'_{\text{с.б}}$ + 2,5) % устанавливают первое рабочее ответвление с $\Delta E_{\text{т}} = -5$ %, в зоне потерь напряжения от ($\Delta U'_{\text{с.б}}$ + 2,5) % до ($\Delta U'_{\text{с.б}}$ + 5) % – второе рабочее ответвление, и т. д. В результате эпюра напряжения на шинах 0,4 кВ РТ имеет вид пилообразной линии *1* на рис. 8.19, *б*.

Напряжение у ближайших ЭП, присоединенных к РТ, находящихся в начале каждой зоны, поддерживается близким к +5 %. Допустимые потери напряжения в линиях 0,4 кВ могут достигать 10 % и при этом отклонение напряжения у удаленных ЭП не выйдет за –5 %. В конце зоны отклонение напряжения у ближайшего ЭП уже не может превысить +2,5 %, поэтому в этих линиях 0,4 кВ допустимые потери напряжения не должны превышать 7,5 %. Так как в течение эксплуатации потери напряжения в режиме максимальной нагрузки сети изменяются, приходится периодически изменять и ответвления РТ. При этом конкретный РТ может попадать в различные места своей и смежной зоны. В связи с этим допустимые потери напряжения в линиях 0,4 кВ при их проектировании не должны

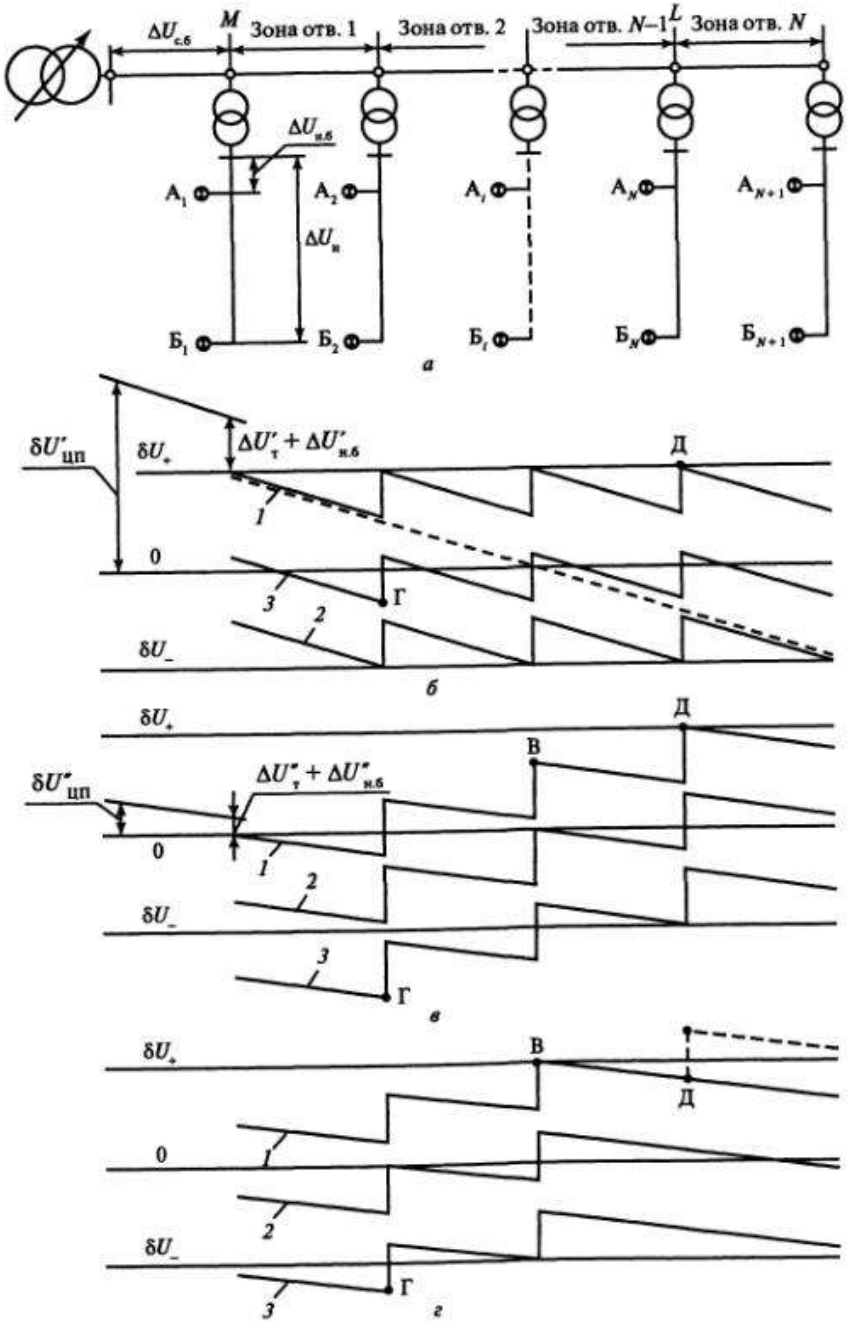


Рис. 8.19. Упрощенная схема линии 10 кВ и эпюры напряжения

превышать 7,5 %. Эпюра напряжения у удаленных ЭП ($Б_1 - Б_{N+1}$) отражается пилообразной линией 2.

В режиме минимальной суточной нагрузки потери напряжения во всех элементах сети снижаются, а рабочие ответвления РТ остаются прежними. При неизменном напряжении в ЦП отклонение напряжения на шинах 0,4 кВ РТ будет повышаться по мере удаления от ЦП. Для того, чтобы привести напряжение у ЭП $А_N$ (ближайший ЭП в сети 0,4 кВ РТ, присоединенного в точке Д, находящейся в начале зоны последнего ответвления) к +5 %, необходимо снизить напряжение в ЦП до $\delta U^*_{цп}$ (рис. 8.19, *в*). Диапазон $d_{р.н} = \delta U'_{цп} - \delta U^*_{цп}$ называют диапазоном РН в ЦП; регулирование, при котором наиболее высокое напряжение поддерживается в режиме максимальной суточной нагрузки, а наименьшее – в режиме минимальной нагрузки, называют встречным РН.

Нагрузки РТ могут иметь различные по форме графики. Наряду с коммунально-бытовой нагрузкой с ярко выраженным вечерним максимумом от сети питаются предприятия, максимальная нагрузка которых приходится на дневные часы. Потери напряжения в линиях 0,4 кВ РТ, нагрузка которых в режиме максимальной нагрузки сети не максимальна, снижаются. Напряжение у удаленных ЭП таких РТ отражается эпюрой *3* на рис. 8.19, *б*; при этом возникает запас относительно уровня –5 %. В режиме же малой суммарной нагрузки сети, когда напряжение в ЦП приходится снижать по условиям основной массы потребителей, нагрузки таких РТ возрастают, и эпюра напряжения у удаленных ЭП этих РТ имеет вид *3* на рис. 8.19, *в*. При этом отклонение напряжения у ряда ЭП выходит за предел –5 %. В наилучшем положении оказываются РТ, подключенные к точке Д, напряжения на вводах которых поддерживаются постоянными во всех режимах.

Встречное РН осуществляется по графику нагрузки ЦП, который формируется всеми потребителями. Поэтому при разнородных графиках нагрузки РТ закон регулирования в большей или меньшей степени не соответствует ни одному потребителю. Степень несоответствия для конкретного потребителя будет тем больше, чем меньше доля потребителей с подобным графиком в общей нагрузке и чем более отличен их график от графика основной массы потребителей.

С позиции распределения неоднородных нагрузок сети 6–20 кВ можно разбить на три группы:

сети с относительно однородными нагрузками РТ;

сети с неоднородными нагрузками линий, отходящих от ЦП (межлинейная неоднородность), при этом внутри каждой линии нагрузки однородны;

сети с неоднородными нагрузками, присоединенными к общей линии 6–20 кВ (внутрилинейная неоднородность).

В сетях с однородными нагрузками РТ допустимые отклонения напряжения у всех ЭП, присоединенных к сетям 0,4 кВ, могут быть обеспечены с помощью РН в ЦП и соответствующего выбора рабочих ответвлений РТ. Единственным условием является непревышение допустимых потерь напряжения в сетях 6–20 кВ (сети среднего напряжения) и 0,4 кВ (сети низкого напряжения). В сети среднего напряжения они не должны превышать 12,5 % (10 % – максимальные возможности компенсации потерь с помощью ответвлений РТ плюс 2,5 % – допустимые потери в последней зоне за точкой Д, рис. 8.19), а в сетях низкого напряжения – 7,5 %.

В сетях со значительной межлинейной неоднородностью обеспечить допустимые режимы напряжения на шинах 380 В всех РТ с помощью РН в ЦП нельзя. Единственным способом здесь является выделение наиболее неоднородной линии на отдельное регулирующее устройство (вольтодобавочный трансформатор). Если в ЦП находятся два трансформатора с РПН и по условиям надежности электроснабжения допустима их раздельная работа по стороне 6–20 кВ, целесообразно разделить линии на две группы с относительно однородными нагрузками и подключить их к разным шинам.

Для улучшения режима напряжения у неоднородных потребителей в линиях с внутрилинейной неоднородностью необходимо использовать средства местного регулирования, в качестве которых применяют конденсаторные установки. Подключение таких установок снижает потери напряжения и соответственно повышает его уровень при том же рабочем ответвлении РТ. Степень повышения зависит от реактивного сопротивления сети по отношению к точке подключения. Регулирующие эффекты конденсаторов мощностью 100 квар на трансформаторах 6–20/0,4 кВ и линиях 0,4 кВ приведены в табл. 8.7.

Таблица 8.7

Регулирующие эффекты конденсаторных установок для различных элементов сети

Наименование элемента сети	Регулирующий эффект, %, на 100 квар
Трансформаторы 6–20/0,4 кВ мощностью, кВ·А:	
100	5,50
160	3,50
250	2,30
400	1,45
630	0,90
1000	0,59

Окончание табл. 8.7

Наименование элемента сети	Регулирующий эффект, %, на 100 квар
Воздушная линия 0,4 кВ длиной 1 км	21,0
Кабельная линия 0,4 длиной 1 км	4,1
Токопроводы 0,4 кВ длиной 1 км:	
ШРА-60-2	12,5
ШРА-60-4	11,1
ШРА-60-6	7,6
ШРА-64-250	9,7
ШРА-64-400	9,0
ШРА-64-600	7,0
ШМА-59	1,4

Регулирующие эффекты на участках сетей 6–20 кВ практически незначимы. Устанавливать конденсаторные установки целесообразно в глубине сети 0,4 кВ, особенно в случае ВЛ 0,4 кВ. Здесь может оказаться достаточной небольшая мощность установки (в зарубежных странах используются конденсаторы наружной установки на опорах ВЛ). Такие устройства могут быть установлены в линиях с неоднородными нагрузками, подключенных к РТ и расположенных близко к ЦП, или линиях с однородными нагрузками, подключенных к РТ и расположенных в зоне последнего ответвления. Напряжение в линиях с неоднородными нагрузками, подключенных к РТ и расположенных близко к ЦП, повышается. В первом случае это происходит за счет снижения потерь напряжения в самих линиях 0,4 кВ (табл. 8.7) – при этом поднимается линия *3* на рис. 8.19, *в*, – а во втором случае можно отказаться от установки следующего ответвления на РТ в последней зоне (штриховая линия на рис. 8.19, *г*), обеспечив повышение напряжения в ЦП в режиме малой нагрузки сети.

Дискретность ступеней регулирования трансформатора в ЦП оказывает существенное влияние на режимы напряжения в сети. Трансформаторы с РПН 35 и 220 кВ имеют ступень регулирования $\Delta E_т$ = 1,5 %, а 110 кВ – 1,78 %. Поэтому при срабатывании РПН напряжение во всех точках сети скачкообразно изменяется на величину ступени. Обычно достаточно нескольких срабатываний РПН за сутки. На обслуживаемых подстанциях переключения могут производиться дежурным персоналом, на необслуживаемых подстанциях – дистанционными исполнительными устройствами или устройствами автоматического регулирования. Для предотвращения обратных срабатываний устанавливаемая в устройстве зона нечувствительности регулирования ε должна быть больше ступени регулирования. Чем больше разность $\varepsilon - \Delta E_т$, тем реже срабатывает регулирующее устройство, но тем более грубым оказывается регулирование. Для обеспечения компромисса между частотой срабатывания РПН и точностью регулирования зону нечувствительности следует принимать на 0,5–0,7 % больше ступени регулирования.

Некоторые специалисты считают, что для обеспечения нормируемых отклонений напряжения необходимо проектировать сети на допустимые потери напряжения, сниженные относительно приведенных выше величин 12,5 % и 7,5 % на величину зоны нечувствительности регулирования, то есть как минимум на 2 %. Учитывая вероятностный характер изменения напряжения и допустимость его нахождения в течение 1 ч 12 мин в сутки в зоне до ±10 %, такое условие представляется слишком жестким. Вместе с тем снижение допустимых потерь напряжения до 11,5 % и 6,5 % представляется экономически оправданным.

Необходимый диапазон РН в ЦП зависит от максимальных потерь напряжения в сети 6–20 кВ, определяющих число используемых регулировочных ответвлений РТ ($N_о$), и от диапазона изменения нагрузки в течение суток, характеризуемого коэффициентом $k_{мин}$. Диапазон РН можно определить по формуле

$$d_р = [3 + 2{,}5\ (N_о - 1)]\ (1 - k_{мин}). \qquad (8.37)$$

Необходимые диапазоны РН в ЦП при различных значениях потерь напряжения в сети 6–20 кВ и коэффициента $k_{мин}$ приведены в табл. 8.8.

Таблица 8.8

Диапазоны регулирования напряжения в ЦП

$k_{мин}$	Диапазон регулирования, %, при потерях напряжения в сети 6–20 кВ, %				
	0 – 2,5 ($N_о$ = 1)	2,5 – 5 ($N_о$ = 2)	5 – 7,5 ($N_о$ = 3)	7,5 – 10 ($N_о$ = 4)	10 – 12,5 ($N_о$ = 5)
0,6	1,2	2,2	3,2	4,2	5,2
0,4	1,8	3,3	4,8	6,3	7,8
0,2	2,4	4,4	6,4	8,4	10,4

Используемые в настоящее время устройства автоматического регулирования напряжения в ЦП реализуют линейный закон РН в ЦП в зависимости от токовой нагрузки ЦП. Однако линейный закон не является наилучшим, особенно при неоднородных нагрузках РТ. Оптимальный закон можно получить, рассчитав для каждого часа суток требуемые отклонения напряжения в ЦП при соответствующих каждому часу нагрузках РТ и суммарной нагрузке сети.

Один из полученных таким образом законов РН показан на рис. 8.20. Расчеты показывают, что чем больше неоднородность нагрузок РТ и чем ближе к ЦП расположены РТ с неоднородными нагрузками, тем больше необходимый закон регулирования напряжения в ЦП отличается от линейного. При современном уровне развития цифровой техники создание регулятора, реализующего такие законы регулирования, не представляется слишком трудной задачей.

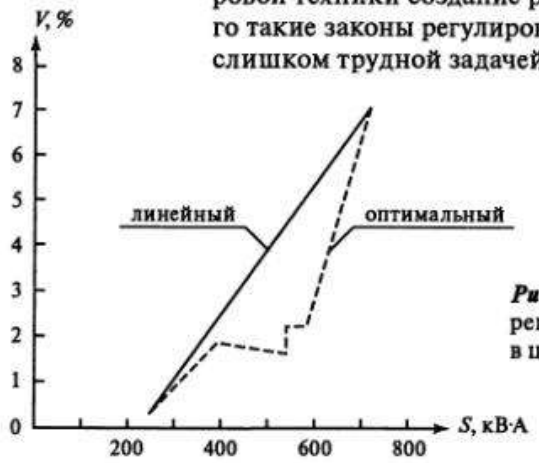


Рис. 8.20. Нелинейный закон регулирования напряжения в центре питания

Ниже (в примере 8.3) проведен подробный расчет по выбору закона РН на шинах 10 кВ ЦП фидера 10 кВ и рабочих ответвлений РТ 10/0,4 кВ. В случае если в ЦП фидеров 10 кВ установлен трансформатор 35/10 кВ без РПН, РН на его шинах 10 кВ возлагается на трансформатор 110/35 кВ с РПН. Методика расчета закона РН на шинах 35 кВ трансформатора 110/35 кВ и выбора оптимальных рабочих ответвлений трансформаторов 35/10 кВ без РПН изложена ранее в п. 6.2.5.

Пример 8.3. На рис. 8.21 изображен фидер 10 кВ, над участками которого указаны потери напряжения в режиме наибольших нагрузок, %. Наименьшая нагрузка фидера составляет 30 % от наибольшей ($k_{мин} = 0{,}3$). Потери напряжения в каждом РТ 10/0,4 кВ в режиме наибольших нагрузок приняты равными 1,7 %. Максимальные потери напряжения в линиях 0,4 кВ составляют 7 %. Допустимые отклонения напряжения $\delta U_+ = +5$ % и $\delta U_- = -5$ %. Требуется рассчитать закон РН на шинах 10 кВ ЦП.

Решение. Потери напряжения от шин 10 кВ ЦП до шин 0,4 кВ каждого РТ в режиме наибольших нагрузок составляют:

$$\Delta U'_1 = 0{,}8 + 1{,}7 = 2{,}5\ \%;$$
$$\Delta U'_2 = 0{,}8 + 0{,}6 + 1{,}7 = 3{,}1\ \%;$$

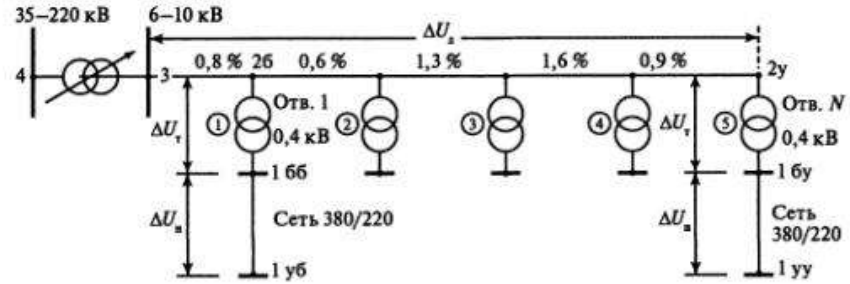


Рис. 8.21. Схема линии 10 кВ с рассчитанными потерями напряжения на участках

$$\Delta U'_3 = 0{,}8 + 0{,}6 + 1{,}3 + 1{,}7 = 4{,}4\ \%;$$
$$\Delta U'_4 = 0{,}8 + 0{,}6 + 1{,}3 + 1{,}6 + 1{,}7 = 6{,}0\ \%;$$
$$\Delta U'_5 = 0{,}8 + 0{,}6 + 1{,}3 + 1{,}6 + 0{,}9 + 1{,}7 = 6{,}9\ \%.$$

Максимальный уровень напряжения на шинах ЦП определяется условиями РТ 1. Для того чтобы отклонение напряжения на шинах 0,4 кВ этого РТ составляло +5 %, на шинах ЦП оно должно быть равным $\delta U'_{ЦП} = \delta U_+ + \Delta U'_1 - \Delta E_{т1} = 5 + 2{,}5 - (-5) = 12{,}5\ \%$.

Такое превышение напряжения на шинах ЦП недопустимо по условиям работы изоляции. Необходимо снизить его как минимум до 10 %. Для этого на РТ 1 придется установить не первое ответвление с $\Delta E_{т1} = -5$ %, а второе с $\Delta E_{т2} = -2{,}5$ %. Если на РТ 2–5 также установить второе ответвление, то отклонения напряжения на шинах 0,4 кВ РТ 1–5 составят:

$$\delta U'_1 = \delta U_{ш1} - \Delta U'_1 + \Delta E_т = 10 - 2{,}5 - 2{,}5 = 5{,}0\ \%;$$
$$\delta U'_2 = 10 - 3{,}1 - 2{,}5 = 4{,}4\ \%;$$
$$\delta U'_3 = 10 - 4{,}4 - 2{,}5 = 3{,}1\ \%;$$
$$\delta U'_4 = 10 - 6{,}0 - 2{,}5 = 1{,}5\ \%;$$
$$\delta U'_5 = 10 - 6{,}9 - 2{,}5 = 0{,}6\ \%.$$

Учитывая, что ступень РН на РТ 10/0,4 кВ составляет 2,5 %, поднять напряжения к уровню +5 % с помощью установки следующего рабочего ответвления можно лишь на РТ 4 и 5 (на остальных РТ при такой установке оно будет выше +5 %). При установке на этих РТ третьего ответвления с $\Delta E_{т3} = 0$ % получим $\delta U'_4 = 10 - 6{,}0 - 0 = 4{,}0\ \%$ и $\delta U'_5 = 10 - 6{,}9 - 0 = 3{,}1\ \%$.

Если в линиях 0,4 кВ РТ 3 и 5 есть небольшая потеря напряжения от шин РТ до ближайших ЭП (порядка 0,6 %), то на РТ 3 можно установить третье ответвление с $\Delta E_{т3} = 0$ %, а на РТ 5 – четвертое с $\Delta E_{т4} = +2{,}5$ %. Тогда на шинах 0,4 кВ обоих РТ будет +5,6 %, а у ближайших ЭП +5 %. В этом случае номера рабочих ответвлений

на РТ 1–5 составят 2, 2, 3, 3, 4 с $\Delta E_т = -2{,}5; -2{,}5; 0; 0; +2{,}5$ %; отклонения напряжения на шинах 0,4 кВ РТ составят:

$$\delta U'_1 = 10 - 2{,}5 - 2{,}5 = 5{,}0\ \%;$$
$$\delta U'_2 = 10 - 3{,}1 - 2{,}5 = 4{,}4\ \%;$$
$$\delta U'_3 = 10 - 4{,}4 - 0 = 5{,}6\ \%;$$
$$\delta U'_4 = 10 - 6{,}0 - 0 = 4{,}0\ \%;$$
$$\delta U'_5 = 10 - 6{,}9 + 2{,}5 = 5{,}6\ \%,$$

а у удаленных ЭП на 7 % меньше:

$$\delta U'_{у1} = 5 - 7 = -2\ \%;$$
$$\delta U'_{у2} = 4{,}4 - 7 = -2{,}6\ \%;$$
$$\delta U'_{у3} = 5{,}6 - 7 = -1{,}4\ \%;$$
$$\delta U'_{у4} = 4 - 7 = -3\ \%;$$
$$\delta U'_{у5} = 5{,}6 - 7 = -1{,}4\ \%.$$

Наиболее низкое напряжение (–3 %) наблюдается в удаленной точке сети 0,4кВ РТ 4. Оно не выйдет за предел –5%, если напряжение в ЦП будет снижено на 2 % и составит 10 – 2 = 8 %. Эта величина и является нижней границей диапазона РН в режиме наибольших нагрузок. Отклонения напряжения у всех ЭП сетей 0,4 кВ не выйдут за допустимые пределы в режиме наибольших нагрузок, если отклонение напряжения на шинах ЦП в этом режиме будет поддерживаться в диапазоне от +8 до +10 %.

В режиме малых нагрузок сети потери напряжения уменьшатся до 30 % от потерь в режиме больших нагрузок. Отклонения напряжения на шинах РТ с учетом регулировочных ответвлений составят:

$$\delta U^*_1 = 10 - 2{,}5 \cdot 0{,}3 - 2{,}5 = 6{,}75\ \%;$$
$$\delta U^*_2 = 10 - 3{,}1 \cdot 0{,}3 - 2{,}5 = 6{,}57\ \%;$$
$$\delta U^*_3 = 10 - 4{,}4 \cdot 0{,}3 - 0 = 8{,}68\ \%;$$
$$\delta U^*_4 = 10 - 6{,}0 \cdot 0{,}3 - 0 = 8{,}2\ \%;$$
$$\delta U^*_5 = 10 - 6{,}9 \cdot 0{,}3 + 2{,}5 = 10{,}43\ \%.$$

Наиболее высокое напряжение наблюдается на шинах РТ 5, который является критичным для напряжения в ЦП в режиме малых нагрузок. Напряжение на шинах ЦП необходимо снизить на 5,43 % и поддерживать на уровне $\delta U^*_{цп} = 10 - 5{,}43 = 4{,}57$ %.

Отклонения напряжения на шинах РТ режиме малых нагрузок сети составят:

$$\delta U^*_1 = 6{,}75 - 5{,}43 = 1{,}32\ \%;$$
$$\delta U^*_2 = 6{,}57 - 5{,}43 = 1{,}14\ \%;$$
$$\delta U^*_3 = 8{,}68 - 5{,}43 = 3{,}25\ \%;$$
$$\delta U^*_4 = 8{,}2 - 5{,}43 = 2{,}77\ \%;$$

$$\delta U^*_5 = 10{,}43 - 5{,}43 = 5\ \%,$$

а у удаленных ЭП:

$$\delta U^*_{у1} = 1{,}32 - 7 \cdot 0{,}3 = -0{,}78\ \%;$$
$$\delta U^*_{у2} = 1{,}14 - 7 \cdot 0{,}3 = -0{,}96\ \%;$$
$$\delta U^*_{у3} = 3{,}25 - 7 \cdot 0{,}3 = 1{,}15\ \%;$$
$$\delta U^*_{у4} = 2{,}77 - 7 \cdot 0{,}3 = 0{,}67\ \%;$$
$$\delta U^*_{у5} = 5{,}0 - 7 \cdot 0{,}3 = 2{,}9\ \%.$$

Наиболее низкое напряжение (–0,96 %) наблюдается в удаленной точке сети 0,4 кВ РТ 2. Оно не выйдет за предел –5%, если напряжение в ЦП будет снижено на 4,04 % и составит $V_{м1} = 4{,}57 - 4{,}04 = 0{,}53$ %. Эта величина и является нижней границей диапазона РН в режиме малых нагрузок.

В результате требования к РН в ЦП формулируются следующим образом: отклонение напряжения на шинах ЦП в режиме больших нагрузок сети должно поддерживаться в диапазоне от +8 до +10 %, а в режиме малых нагрузок сети – в диапазоне от до +0,53 до +4,57 %, в промежуточных режимах – в соответствии с линейной зависимостью от нагрузки. При этом закон регулирования напряжения в ЦП представляется не одной линией, как на рис. 6.2 и 8.20, а в виде зоны отклонений напряжения (рис. 8.22).

Следует отметить, что приведенные выше расчеты с точностью до второго знака после запятой совершенно не соответствуют точности исходных данных. Поэтому в практических задачах их можно округлять до 0,5 %.

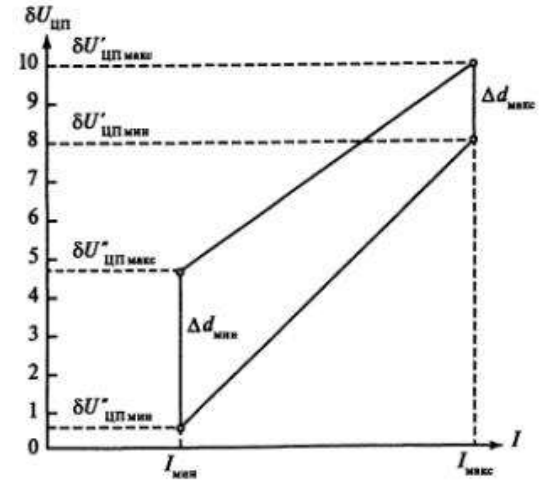


Рис. 8.22. Закон регулирования напряжения в центре питания сети 10 кВ

8.4.2. Основные сети 35 кВ и выше

Устройства РПН трансформаторов имеют достаточно широкие диапазоны РН (прил. 9): для трансформаторов 220 кВ они составляют ±12 %, 110 кВ – ±16 % и 35 кВ – ±(9–12) % номинального напряжения. Потери напряжения в трансформаторах практически полностью определяются передаваемой реактивной мощностью (см. п. 7.1.2). При передаче реактивной мощности, равной половине номинальной мощности трансформатора (обычно такой загрузки не бывает), потери напряжения составляют порядка 5 %. Трансформаторы изготавливают с номинальным коэффициентом трансформации, обеспечивающим на шинах 6–20 кВ повышенное напряжение на те же 5 %, что фактически компенсирует потери напряжения в нем. Поэтому диапазон возможного изменения напряжения на шинах 6–20 кВ можно считать равным диапазону регулирования устройства РПН. Если на шинах 6–20 кВ в режиме наибольших нагрузок необходимо поддерживать отклонение напряжения плюс 10 % (обычно это 5–7 %), то устройство РПН обеспечит это даже при отклонении напряжения на стороне высокого напряжения трансформатора 35 и 220 кВ минус 2 %, а трансформаторов 110 кВ – минус 6 %.

В режиме малых нагрузок устройство РПН обеспечит снижение отклонения напряжения на шинах 6–20 кВ до нуля даже при отклонении напряжения на стороне высокого напряжения трансформатора до +(12–16) %. Поэтому поддержание на «высокой» стороне трансформатора напряжения в диапазоне от номинального до повышенного на 10 % обеспечит необходимые отклонения напряжения в сетях 6–20 и 0,4 кВ в любом режиме.

При отсутствии РПН (наиболее часто это имеет место на трансформаторах 35 кВ) обеспечить необходимые отклонения напряжения в сетях 6–20 и 0,4 кВ, как правило, не удается. Централизованное РН в этом случае должно осуществляться на трансформаторах 110–220/35 кВ. Пример расчета необходимого диапазона РН на шинах 35 кВ такого трансформатора приведен в п. 6.2.5.

8.4.3. Требования к отклонениям напряжения, указываемые в договорах электроснабжения

Требования к установившемуся отклонению напряжения в точке присоединения потребителя определяют расчетом и указывают в виде диапазонов отклонений напряжения отдельно для режимов наибольшей и наименьшей нагрузок потребителя. В случае когда сети 6–20 и 0,4 кВ являются внутренними сетями потребителя, такой расчет должен выполнить потребитель. Рекомендуется следующая

процедура установления требований к отклонению напряжения в договоре электроснабжения (договоре на услуги по передаче электроэнергии) или в технических условиях на присоединение.

В предварительных технических условиях или проекте договора энергоснабжающая организация сообщает потребителю диапазоны отклонений напряжения, которые она может поддерживать в точке присоединения потребителя в режимах наибольшей и наименьшей *нагрузок сети* и часы суток, соответствующие этим режимам. Если потребителя не устраивают данные условия, он должен представить расчет диапазонов отклонений напряжения в режимах наибольшей и наименьшей *собственных нагрузок* и указать часы суток, соответствующие этим режимам. При этом сеть потребителя должна удовлетворять требованиям по допустимым потерям напряжения.

При отсутствии у потребителя расчета диапазонов отклонений напряжения, соответствующих параметрам и режимам работы его сети, и его несогласии с условиями, предложенными энергоснабжающей организацией, потребитель в своих требованиях может ориентироваться на типовые условия, приведенные ниже.

При присоединении потребителя к шинам 0,4 кВ РТ 6–20/0,4 кВ диапазоны отклонений напряжения устанавливают следующими:

для режима наибольшей нагрузки потребителя – от +0 % до +5 %;

для режима наименьшей нагрузки потребителя – от $5 \cdot (k_{мин} - 1)$ % до +5 %, где $k_{мин}$ – отношение наименьшей и наибольшей суточных нагрузок потребителя.

При присоединении потребителя к линии 0,4 кВ энергоснабжающей организации устанавливают диапазон от –5 % до +5 % для любых режимов.

При присоединении потребителя к шинам 6–20 кВ подстанции 35–500/6–20 кВ, принадлежащей энергоснабжающей организации, диапазоны отклонений напряжения устанавливают следующими:

для режима наибольшей нагрузки потребителя – от +4 % до +7 %;

для режима наименьшей нагрузки потребителя – от 0 % до +3 %.

При присоединении потребителя к сети 6–20 кВ через свой РТ 6–20/0,4 кВ и учете электроэнергии на стороне 6–20 кВ РТ диапазоны отклонений напряжения устанавливают меньшими указанных выше на величину потерь напряжения от шин 6–20 кВ подстанции 35–220/6–20 кВ до РТ потребителя. Величины указанных потерь напряжения принимают по данным энергоснабжающей организации. Если учет электроэнергии производится на стороне 0,4 кВ РТ, диапазоны отклонений напряжения устанавливают аналогично случаю присоединения потребителя к шинам РТ. При этом потребитель обязан установить на трансформаторе рабочее ответвление, указанное энергоснабжающей организацией.

При присоединении потребителя к сети напряжением 35 кВ и выше диапазон отклонений напряжения устанавливают от 0 до +10 % для всех режимов. При отсутствии РПН на трансформаторе потребителя диапазоны отклонений напряжения определяют по согласованию с энергоснабжающей организацией. Отсутствие РПН на трансформаторе потребителя не является основанием для предъявления энергоснабжающей организацией более жестких требований по сравнению со случаем наличия РПН.

Если энергоснабжающая организация не в состоянии выдерживать требуемые диапазоны отклонений напряжения, оговаривают мероприятия, которые должны быть проведены, сроки и сторону, ответственную за их проведение.

Требования по предельно допустимым значениям установившегося отклонения напряжения отражают записью:

«В соответствии с ГОСТ 13109–97 отклонения напряжения в течение не более 1 ч 12 мин каждых суток могут выходить за границы установленных в договоре диапазонов в обе стороны, но не более чем на 5 % номинального напряжения. При этом они не должны превышать наибольшего допустимого напряжения для электрооборудования напряжением свыше 1000 В».

Наибольшие допустимые напряжения для электрооборудования напряжением свыше 1000 В устанавливают в соответствии с ГОСТ 721–77 «Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В» (прил. 8).

При наличии у энергоснабжающей организации информации о значениях импульсных напряжений, коэффициентов временного перенапряжения и частоты появления провалов напряжения ее рекомендуется включать в технические условия на присоединение и в договор электроснабжения в качестве справочных данных.

8.5. Требования к потребителям в части влияния на качество электроэнергии

8.5.1. Расчет параметров допустимого влияния потребителя на качество электроэнергии в точке его присоединения к сети общего назначения

В настоящее время в России не существует легитимного документа, устанавливающего методику расчета допустимого влияния потребителя на КЭ и процедуру оценки соблюдения им установленных требований. Ниже излагается методика, разработанная автором

на основе проведенных с его участием разработок Исследовательского комитета № 36 Международной конференции по большим энергетическим системам (СИГРЭ). Основные положения этих разработок используются на практике в ряде зарубежных стран. В нашей стране методика была положена в основу действовавших до 2001 г. «Правил присоединения потребителя к сети общего назначения по условиям влияния на качество электроэнергии».

Требования к КЭ по показателям «коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения», «коэффициент n-й гармонической составляющей напряжения», «коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности», «коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности» (для потребителей, присоединенных к четырехпроводным сетям напряжением 380 В) устанавливают в виде обязательства энергоснабжающей организации поддерживать значения ПКЭ в точке контроля КЭ в соответствии с нормами ГОСТ 13109–97 при условии непревышения потребителем установленного в технических условиях или в договоре электроснабжения допустимого влияния его электроустановок на значения ПКЭ в этой точке.

Допустимое влияние электроустановок потребителя на значения ПКЭ, перечисленных выше, указывают в виде *допустимого вклада потребителя* (ДВП) в значение ПКЭ или в виде допустимых значений тока (мощности) искажений, соответствующих данному ПКЭ.

Энергоснабжающая организация может не указывать требования к допустимому влиянию потребителя на КЭ в точке контроля. Это целесообразно при явном отсутствии у потребителя искажающих ЭП и обусловленной этим бессмысленности затрат на проведение процедуры определения фактического вклада потребителя (ФВП) в значение ПКЭ с целью определения виновника. В этом случае требования к ПКЭ устанавливают в виде одностороннего обязательства энергоснабжающей организации поддерживать КЭ в точке контроля в соответствии с нормами ГОСТ 13109–97.

Допустимое влияние на КЭ относительно крупного потребителя, отношение разрешенной (договорной) мощности которого к пропускной способности сети в точке присоединения $d_п > 0{,}2$ указывают в виде ДВП в значения ПКЭ. При $d_п \le 0{,}2$ оценка ФВП затруднена в связи с влиянием других, более мощных потребителей, поэтому целесообразно указывать допустимое влияние не в виде вклада в ПКЭ, а в виде допустимого значения тока (мощности) искажения, соответствующего рассматриваемому ПКЭ.

По показателю «размах изменения напряжения» требования формулируют следующим образом:

«Установки потребителя не должны вызывать в точке присоединения размахи изменения напряжения с параметрами, превышающими установленные ГОСТ 13109–97. При выполнении этого требования энергоснабжающая организация обеспечивает значение размаха изменения напряжения в соответствии с нормами ГОСТ 13109–97».

По показателям «доза фликера», «коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения», «коэффициенты гармонических составляющих напряжения и несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям» требования формулируют следующим образом:

«Потребитель должен обеспечить режимы работы своих электроустановок, при которых их влияние на значения перечисленных ПКЭ в точке присоединения не превышает допустимого влияния. При выполнении этого условия энергоснабжающая организация должна обеспечивать значения указанных ПКЭ в пределах норм ГОСТ 13109–97».

Допустимый вклад потребителя в нормально допустимое или предельно допустимое значение ПКЭ в точке присоединения определяют по формуле

$$\text{ДВП} = \Pi_{\text{н}} (d_{\text{п}} d_{\text{пкэ}})^{1/a}, \qquad (8.38)$$

где $\Pi_{\text{н}}$ – нормально или предельно допустимое значение ПКЭ для рассматриваемой сети;

$d_{\text{пкэ}}$ – доля нормированного значения ПКЭ, относимая на допустимый суммарный вклад потребителей, питающихся от рассматриваемой точки (остальная часть, равная $(1 - d_{\text{пкэ}})$, относится на допустимый вклад внешней сети в значение ПКЭ в этой точке);

a – показатель, численные значения которого приведены в табл. 8.9.

Таблица 8.9

Значения показателя a

Показатель качества электроэнергии	Значение a
Коэффициенты несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям	2
Коэффициенты 5-й и 7-й гармонических составляющих напряжения, создаваемых преобразователями, а также 3-й гармонической составляющей напряжения, создаваемой любыми ЭП	1

Показатель качества электроэнергии	Значение a
Коэффициенты 11-й и 13-й гармонических составляющих напряжения, создаваемых преобразователями, а также 9-й гармонической составляющей напряжения, создаваемой любыми ЭП	1,4
Коэффициенты гармонических составляющих напряжения, не входящие в описанные выше	2
Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения, создаваемый: 6-пульсными преобразователями и тиристорными регуляторами напряжения 12-пульсными преобразователями другими искажающими ЭП	 1,3 1,6 2
Доза фликера	1

При расчете ДВП в коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности принимают $d_{\text{пкэ}} = 1$.

При расчете ДВП в коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности, коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения и коэффициент n-й гармонической составляющей напряжения значение $d_{\text{пкэ}}$ определяют по формуле

$$d_{\text{пкэ}} = \frac{1}{1 + S_{\text{к.н}} / S_{\text{к.в}}}, \qquad (8.39)$$

где $S_{\text{к.н}}$ – мощность трехфазного короткого замыкания на шинах низкого напряжения подстанции, от которой получает питание потребитель;

$S_{\text{к.в}}$ – то же, на шинах высокого напряжения.

При присоединении потребителя непосредственно к шинам высокого напряжения подстанции или к линии напряжением 110 кВ и выше принимают $S_{\text{к.н}} = S_{\text{к.в}}$.

Пропускную способность сети при питании потребителя от шин ЦП, принадлежащего энергоснабжающей организации или основному абоненту, принимают равной:

номинальной мощности трансформатора, установленного в ЦП, при определении $d_{\text{п}}$ для потребителя, питающегося от однотрансформаторной подстанции;

70 % номинальной мощности подстанции при определении $d_{\text{п}}$ для потребителя, питающегося от двухтрансформаторной подстанции с нормально включенным межсекционным выключателем;

70 % номинальной мощности одного трансформатора при определении $d_п$ для потребителя, питающегося от одной из секций подстанции с нормально отключенным межсекционным выключателем (при питании потребителя от обеих секций такой подстанции ДВП определяют для каждой секции с учетом нагрузки, приходящейся на секцию).

Для трехобмоточного трансформатора значение $d_п$ определяют отдельно для шин среднего и низкого напряжения трансформатора с учетом разрешенной мощности на каждых шинах.

При определении ДВП на шинах первичного напряжения подстанции, принадлежащей потребителю, используют значение пропускной способности сети (линии), к которой присоединена подстанция. Пропускную способность сети определяют для условий нагрузки, соответствующей предельно возможной нагрузке сети в нормальных режимах, а пропускную способность линии – соответствующей плотности тока в проводах 1 А/мм².

При питании потребителя от шин генераторного напряжения электростанции пропускную способность сети определяют как установленную мощность генераторов станции, предназначенных для покрытия местной нагрузки. Если установленная мощность генераторов меньше суммарной мощности потребителей, питающихся от шин генераторного напряжения, пропускную способность сети определяют как сумму установленной мощности генераторов станции и трансформаторов связи станции с энергосистемой.

В случаях более сложных схем электроснабжения значение пропускной способности сети определяет энергоснабжающая организация и предоставляет потребителю соответствующее обоснование.

Если высшие гармоники создаются различными типами ЭП, значение показателя a при определении ДВП в коэффициент искажения синусоидальности рассчитывают по формуле

$$a = 1{,}3\, d_6 + 1{,}6\, d_{12} + 2\, d_д, \qquad (8.40)$$

где d_6, d_{12} и $d_д$ – доли нагрузки 6- и 12-пульсных преобразователей и других искажающих ЭП в суммарной нагрузке искажающих ЭП ($d_6 + d_{12} + d_д = 1$).

Значение показателя a при определении ДВП в коэффициент гармонической составляющей n-го порядка в этом случае определяют следующим образом:

$a = 1$ для $n = 3$;

$a = 1{,}4$ для $n = 9$;

для $n = 5$ и 7 значение показателя рассчитывают по формуле

$$a = d_6 + 2\,(d_д + d_{12}); \qquad (8.41)$$

для $n = 11$ и 13 значение показателя рассчитывают по формуле

$$a = 1{,}4\,(d_6 + d_{12}) + 2\, d_д. \qquad (8.42)$$

Для остальных гармонических составляющих $a = 2$.

При отсутствии данных о структуре ЭП, генерирующих высшие гармоники, принимают:

при расчете ДВП в коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения $a = 1{,}3$;

при расчете ДВП в значения коэффициентов гармонических составляющих:

$a = 1$ для $n = 3$, 5 и 7;

$a = 1{,}4$ для $n = 9$, 11 и 13;

$a = 2$ для остальных гармонических составляющих.

Если точка контроля (ТК) ПКЭ не совпадает с точкой присоединения, значение ДВП в ТК определяют по формуле

$$ДВП_{т.к} = ДВП_{т.пр}\frac{X_{т.к}}{X_{т.пр}}, \qquad (8.43)$$

где $ДВП_{т.пр}$ – значение ДВП в ТОП с другими потребителями, определенное по формуле (8.38);

$X_{т.к}$ и $X_{т.пр}$ – сопротивления сети, внешней по отношению к рассматриваемым точкам, для токов основной частоты.

Энергоснабжающая организация должна сообщать потребителю по его запросу сопротивления своей сети относительно точки присоединения потребителя по каждому ПКЭ в нормальном эксплуатационном режиме.

Требования к КЭ, получаемой по межсистемным (межсетевым) связям одной энергоснабжающей организацией от другой, устанавливают в договорах между этими организациями. Качество электроэнергии в точке ее продажи определяется составом потребителей и электрооборудования обеих сторон. Допустимые вклады каждой из сторон в коэффициенты гармонических составляющих напряжения, искажения синусоидальности кривой напряжения и несимметрии напряжений по обратной последовательности определяют по формуле

$$ДВ = П_н\, d_{пкэ}^{1/a}, \qquad (8.44)$$

где $d_{пкэ}$ – доля ПКЭ, относимая на рассматриваемую сторону (при отсутствии данных для ее определения принимают $d_{пкэ} = 0{,}5$).

При наличии заявки потребителя, в которой приведены результаты измерений ПКЭ в ТК, показывающие, что фактическое

значение ПКЭ ($П_ф$) существенно меньше значения $П_н$, нормированного ГОСТ 13109–97, стороны оговаривают:

степень увеличения ДВП потребителя за счет неиспользуемой части ДВП;

срок, на который энергоснабжающая организация допускает увеличенное значение ДВП;

условия, при которых дается разрешение на увеличение ДВП.

Неиспользуемую часть ДВП определяют по формуле

$$НДВ = (П_н^a - П_ф^a)^{1/a}. \quad (8.45)$$

Значения суммарного ДВП участка тяговых подстанций электрифицированного железнодорожного транспорта устанавливают:

в точках присоединения линии 110–220 кВ, питающей цепь тяговых подстанций, к шинам районных подстанций;

на подстанциях, присоединенных к линии 110–220 кВ и питающих других потребителей.

При определении по формуле (8.38) суммарного ДВП участка тяговых подстанций в значения ПКЭ на шинах районных подстанций расчетную нагрузку тяговых подстанций, приходящуюся на каждую районную подстанцию, определяют исходя из фактического долевого распределения суммарной нагрузки тяговых подстанций между районными подстанциями или перспективного распределения, согласованного сторонами.

При определении суммарного ДВП участка тяговых подстанций в значения ПКЭ на шинах подстанций, присоединенных к линии 110–220 кВ и питающих других потребителей, в формуле (8.38) произведение $d_п d_{пкэ}$ заменяют на $(1 - d_{пкэ})$.

При осуществлении транзита электроэнергии между районными подстанциями ДВП тяговых подстанций в значения ПКЭ на шинах передающей подстанции определяют по формуле (8.38), в которой значение $d_п$ рассчитывают как отношение суммарной мощности тяговых подстанций к пропускной способности передающей подстанции, а на шинах приемной подстанции – по формуле (8.38), в которой произведение $d_п d_{пкэ}$ заменяют на $(1 - d_{пкэ})$. При присоединении тяговой подстанции к шинам среднего напряжения районной подстанции 220/110/35–6 кВ ДВП тяговой подстанции рассчитывают по формуле (8.38).

В случаях более сложных схем электроснабжения значения ДВП и точки, к которым они относятся, определяет и согласовывает с потребителем энергоснабжающая организация.

Для потребителей, отношение разрешенной (договорной) мощности которых к пропускной способности сети в точке присоединения $d_п \le 0{,}2$, ДВП рекомендуется выражать в виде допустимого значения тока (мощности) искажения, соответствующего рассматриваемому ПКЭ:

$$ДМИ = П_н d_{пкэ} S_р / 100, \quad (8.46)$$

$$ДТИ = П_н d_{пкэ} I_р / 100; \quad (8.47)$$

где $S_р$ – разрешенная (договорная) мощность потребителя;

$I_р$ – ток основной частоты, соответствующий разрешенной мощности потребителя.

Требования по ограничению влияния на дозу фликера и коэффициенты гармонических составляющих для таких потребителей в технических условиях на подключение и договорах энергоснабжения не указывают. Требования по ограничению влияния на размахи изменения напряжения устанавливают так же, как и для потребителей с $d_п > 0{,}2$.

8.5.2. Определение фактического влияния потребителя на качество электроэнергии

Фактические вклады потребителя в значения ПКЭ (для потребителя, отношение разрешенной мощности которого к пропускной способности сети в точке присоединения $d_п > 0{,}2$) и фактические значения тока (мощности) искажений (для потребителя, отношение разрешенной мощности которого к пропускной способности сети в точке присоединения $d_п \le 0{,}2$) определяют на основе измерений специализированными приборами [28]. При отсутствии приборов ФВП с $d_п > 0{,}2$ в ПКЭ в ТК может быть определен на основе измерений самих ПКЭ в различных режимах работы потребителя. Возможны два метода:

сравнение значений ПКЭ в ТК, измеренных при включенном и отключенном потребителе (правда, не каждого потребителя можно отключить);

определение на основе измерений ПКЭ при различных нагрузках потребителя зависимости ПКЭ от нагрузки и расчета по ней значений ПКЭ, соответствующих нулевому и расчетному значениям нагрузки потребителя.

Первый метод рекомендуется применять при приемочных испытаниях, а также в условиях эксплуатации для потребителей, временное отключение которых не представляет трудностей, второй – в случаях, когда отключение неприемлемо.

По результатам измерений определяют максимальные значения ПКЭ и значения ПКЭ, соответствующие 95%-й вероятности.

При использовании первого метода указанные значения определяют при отключенном потребителе ($П_{о.м}$ и $П_{о.н}$) и после его включения ($П_{в.м}$ и $П_{в.н}$); общие обозначения – $П_о$ и $П_в$.

Измерения $П_о$ при использовании первого метода рекомендуется проводить в течение недели, предшествующей включению потребителя. Измерения $П_в$ проводят после включения потребителя также в течение недели при условии сохранения схемы внешнего электроснабжения и режима ее работы. В случае невозможности сохранения в течение недели схемы внешнего электроснабжения или при возникновении других причин, препятствующих проведению измерений в течение недели, продолжительность измерений может быть уменьшена по согласованию сторон.

Значение ФВП рассчитывают по формуле

$$ФВП = (П_в^a - П_о^a)^{1/a}. \quad (8.48)$$

Если при приемочных испытаниях нагрузка потребителя оказалась меньше разрешенной мощности, значение ФВП сравнивают со значением ДВП, определяемым по формуле (8.38) при фактическом значении $d_п$ независимо от значения $d_п$ при уменьшенной мощности.

При использовании второго метода ФВП определяют на основе зависимости ПКЭ от выбранного параметра, характеризующего нагрузку потребителя. Коэффициенты зависимости рассчитывают по результатам одновременных измерений значений ПКЭ и параметра нагрузки в периоды с различным составом включенных ЭП или разными фазами технологического процесса у потребителя. В качестве параметра нагрузки могут использоваться: эквивалентная мощность искажающих ЭП, активная, реактивная или полная мощность (ток) потребителя в целом или на отдельных фидерах, к которым присоединена основная мощность искажающих ЭП, а также другие параметры, корреляция которых с уровнем ПКЭ предполагается исходя из особенностей технологического процесса.

Измерения ПКЭ для определения ФВП проводят при тех же схемах внешнего электроснабжения и внутренней сети потребителя, включая оборудование, используемое для регулирования режимов (КУ, трансформаторы с РПН и т. п.), при которых зафиксировано нарушение требований ГОСТ 13109–97. Организация измерений и процедура их проведения (специализированной организацией, совместно обеими сторонами), перечень приборов, продолжительность измерений и т. п. должны быть оговорены в договоре энергоснабжения.

Продолжительность измерения ПКЭ при каждом составе ЭП определяется интервалом времени, в течение которого состав ЭП

остается приблизительно постоянным (интервал измерений ПКЭ). Для каждого интервала измерений фиксируют среднее значение параметра нагрузки, максимальные значения измеряемых ПКЭ и вычисляют значения ПКЭ, соответствующие 95%-й вероятности.

В связи с различными относительными вкладами различных типов ЭП в искажения в качестве параметра нагрузки для потребителей, имеющих мощные искажающие ЭП различных типов, рекомендуется принимать их эквивалентную мощность, определяемую по формуле (кроме дозы фликера):

$$S_э = \sqrt{\sum_{i=1}^{m} (k_i S_i)^2}, \quad (8.49)$$

где S_i – рабочая мощность i-го искажающего ЭП в рассматриваемом режиме;

k_i – коэффициент приведения мощности i-го ЭП к мощности ЭП базового типа;

m – количество типов искажающих ЭП.

При определении эквивалентной мощности нагрузок, создающих обратную и нулевую последовательности напряжения, принимают $k_i = 1$. При определении эквивалентной мощности нагрузок, создающих высшие гармоники, в качестве ЭП базового типа принимают 6-пульсный неуправляемый выпрямитель. Коэффициенты приведения мощности других типов ЭП к эквивалентной мощности ЭП базового типа приведены в табл. 8.10. Эквивалентную мощность искажающих ЭП для определения влияния на дозу фликера определяют как сумму диапазонов возможного изменения мощностей этих ЭП.

Таблица 8.10

Коэффициенты приведения мощности нагрузок, создающих высшие гармоники, к эквивалентной мощности 6-пульсного неуправляемого выпрямителя

ПКЭ	Коэффициент приведения мощности нагрузки							
	дуговой сталеплавильной печи	6-пульсного управляемого выпрямителя	6-пульсного полууправляемого выпрямителя	12-пульсного неуправляемого выпрямителя	12-пульсного управляемого выпрямителя	тиристорного регулятора мощности и напряжения	сварки однофазной	сварки шестифазной
Коэффициент искажения синусоидальности	1,0	1,3	2,9	0,3	0,5	1,0	0,2	1,3

Окончание табл. 8.10

ПКЭ		Коэффициент приведения мощности нагрузки							
		дуговой сталеплавильной печи	6-пульсного управляемого выпрямителя	6-пульсного полууправляемого выпрямителя	12-пульсного неуправляемого выпрямителя	12-пульсного управляемого выпрямителя	тиристорного регулятора мощности и напряжения	сварки однофазной	сварки шестифазной
Коэффициент n-й гармонической составляющей напряжения	$n = 2$	1,0	–	1,0	–	–	0,1	–	0,5
	$n = 3$	1,0	–	–	–	–	1,0	1,0	3,4
	$n = 4$	1,0	–	1,0	–	–	0,1	–	0,3
	$n = 5$	0,3	1,1	1,2	0,1	0,2	0,8	0,1	0,2
	$n = 7$	0,3	1,2	1,2	0,1	0,2	0,9	–	0,2
	$n = 11$	0,4	1,7	2,0	1,0	1,7	1,4	–	–
	$n = 13$	0,3	2,1	2,5	1,0	2,1	1,8	–	–
	$n > 13$	0,3	2,5	2,5	1,0	2,5	2,0	–	–

Примечание. Для преобразователей с 24-пульсной схемой выпрямления значения коэффициента принимаются равными 0,2 в диапазоне $n = 5 - 24$ и равными 1 при $n \geq 24$.

В связи с практической независимостью сопротивлений обратной последовательности и сопротивлений на частотах высших гармоник сети от значений токов искажений зависимость ПКЭ от эквивалентной мощности искажающих ЭП при отсутствии резонансов является линейной. Если доля нагрузки искажающих ЭП в общей нагрузке потребителя остается одинаковой в любом режиме, линейный характер имеет и зависимость ПКЭ от нагрузки потребителя.

Линейная зависимость показателя П от параметра нагрузки потребителя S имеет вид:

$$\Pi = bS + c. \tag{8.50}$$

Для определения значений коэффициентов b и c рассчитывают вспомогательные величины:

$$W = \sum_{j=1}^{N} \Pi_j; \quad X = \sum_{j=1}^{N} \Pi_j S_j; \quad Y = \sum_{j=1}^{N} S_j; \quad Z = \sum_{j=1}^{N} S_j^2, \tag{8.51}$$

а затем и сами коэффициенты:

$$b = \frac{NX - WY}{NZ - Y^2}; \quad c = \frac{W - bY}{N}, \tag{8.52}$$

где N – количество интервалов измерений показателя, для каждого из которых вычислено значение Π_j с соответствующим ему значением S_j.

Значения Π_o и $\Pi_в$ определяют по формулам:

$$\Pi_o = c; \tag{8.53}$$

$$\Pi_в = c + b S_{расч}, \tag{8.54}$$

где $S_{расч}$ – расчетное значение S.

В качестве $S_{расч}$ принимают мощность, соответствующую режиму, в котором наблюдалось нарушение норм стандарта, согласованному рабочему режиму с максимальной мощностью и т. п.

ФВП определяют по формуле (8.48).

Большое значение Π_o свидетельствует о существенном вкладе искажающего оборудования смежных потребителей в значения ПКЭ в ТК. В $b > 0$ вклад рассматриваемого потребителя увеличивает значение ПКЭ в ТК (положительный коэффициент корреляции искажений, вносимых потребителями), при $b < 0$ – уменьшает (отрицательный коэффициент корреляции). В последнем случае работа рассматриваемого потребителя приводит к частичной компенсации искажений, вносимых другими потребителями.

Степень случайного влияния других потребителей на значение ПКЭ в ТК (коэффициент корреляции близок к нулю) определяют по формуле

$$B = 4\sqrt{\sum_{j=1}^{N} \left(bS_j + c - \Pi_j\right)^2 / (N-1)}. \tag{8.55}$$

Величина B не является фактическим вкладом других потребителей в значение ПКЭ в ТК данного потребителя, так как отражает не разницу значений ПКЭ при включенном и отключенном состояниях других потребителей, а диапазон отклонений измеренных значений ПКЭ от соответствующей физике процесса линейной зависимости ПКЭ от мощности данного потребителя. Соотношение значений B и среднего значения ПКЭ $\Pi_c = W/N$ говорит о значимости случайного влияния других потребителей на значение ПКЭ в ТК данного потребителя. При существенных значениях соотношения B/Π_c целесообразно провести повторные измерения в периоды с меньшим влиянием других потребителей.

Для потребителя, отношение разрешенной мощности которого к пропускной способности сети в точке присоединения $d_п \leq 0{,}2$, измеряют непосредственно фактические значения мощностей (токов) искажения. Если при измерениях фактическая мощность потребителя меньше разрешенной, фактические значения мощностей

(токов) искажений сравнивают с их допустимыми значениями, определяемыми по формулам (8.46) и (8.47) при фактической мощности (токе) потребителя. Фактические значения мощностей (токов) искажения могут быть определены и на основе паспортных данных оборудования.

Пример 8.4. Определить значения ДВП в дозу фликера, коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения и коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности в ТК потребителя с максимальной нагрузкой 3 МВ·А. Точка присоединения потребителя – шины 10 кВ одного из трансформаторов мощностью 10 МВ·А двухтрансформаторной подстанции. Соотношение мощностей короткого замыкания $S_{к.н}/S_{к.в} = 0{,}2$. Межсекционный выключатель в нормальном режиме отключен. У потребителя используются 12-пульсные преобразователи.

Решение. Так как в обычном режиме потребитель питается от трансформатора, максимальная расчетная нагрузка которого не может быть больше 70 % номинальной (максимальная пропускная способность – 7 МВ·А), то $d_п = 3/7 = 0{,}43$ и по формуле (8.39) $d_{пкэ} = 1/(1 + 0{,}2) = 0{,}83$. Используемое в формуле (8.38) произведение $d_п d_{пкэ} = 0{,}36$.

Определяем ДВП по формуле (8.38):

в кратковременную дозу фликера ($П_н = 1{,}0$; $a = 1$):

$$ДВП = 1{,}0 \cdot 0{,}36 = 0{,}36;$$

в длительную дозу фликера ($П_н = 0{,}74$; $a = 1$):

$$ДВП = 0{,}74 \cdot 0{,}36 = 0{,}27;$$

в нормально допустимое значение коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения ($П_н = 5$ %; $a = 1{,}6$):

$$ДВП = 5 \cdot 0{,}36^{1/1{,}6} = 5 \cdot 0{,}36^{0{,}625} = 2{,}64\ \%;$$

в нормально допустимое значение коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности ($П_н = 2$ %; $a = 2$):

$$ДВП = 2 \cdot 0{,}36^{1/2} = 1{,}2\ \%.$$

Допустимые вклады в предельно допустимые значения ПКЭ определяют, увеличивая рассчитанные значения ДВП в нормально допустимые значения ПКЭ пропорционально соотношению максимально и нормально допустимых значений ПКЭ, установленных в ГОСТ 13109–97. Доза фликера в соответствии с ГОСТ 13109–97 нормируется не в виде максимально и нормально допустимых значений,

а в виде кратковременной и длительной дозы фликера, ДВП в которые вычислены выше. ДВП в максимально допустимое значение коэффициента искажения синусоидальности будет в 8/5 = 1,6 раза больше вычисленного выше, а в максимально допустимое значение коэффициента несимметрии – в 4/2 = 2 раза выше.

Пример 8.5. Определить ФВП в предельное значение коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения в ТК при согласованном значении расчетной мощности потребителя $S_р$ = = 12 МВ·А. Измерения предельных значений коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения и средних значений рабочей мощности S_j на 10 интервалах одинаковой продолжительности при относительно стабильных составах ЭП дали следующие результаты:

$П_j$, %	2	6	3	5,5	4	9	2,5	7	6	8
S_j, МВ·А	2	4	1	7	5	9	3	10	6	8

Значение показателя степени a, соответствующее составу искажающих ЭП потребителя, равно 1,7.

Решение. Определяем по формулам (8.51) вспомогательные величины:

$$W = 2 + 6 + 3 + 5{,}5 + 4 + 9 + 2{,}5 + 7 + 6 + 8 = 53;$$

$$X = 2 \cdot 2 + 6 \cdot 4 + 3 \cdot 1 + 5{,}5 \cdot 7 + 4 \cdot 5 + 9 \cdot 9 + 2{,}5 \cdot 3 + 7 \cdot 10 + 6 \cdot 6 + 8 \cdot 8 = 348;$$

$$Y = 2 + 4 + 1 + 7 + 5 + 9 + 3 + 10 + 6 + 8 = 55;$$

$$Z = 2^2 + 4^2 + 1^2 + 7^2 + 5^2 + 9^2 + 3^2 + 10^2 + 6^2 + 8^2 = 385$$

и по формулам (8.52) коэффициенты линейной зависимости:

$$b = \frac{10 \cdot 348 - 53 \cdot 55}{10 \cdot 385 - 55^2} = 0{,}68; \qquad c = \frac{53 - 0{,}68 \cdot 55}{10} = 1{,}56.$$

По формулам (8.53) и (8.54) находим значения $П_о$ и $П_в$ при $S_р$ = = 12 МВ·А:

$$П_о = c = 1{,}56\ \%;$$

$$П_в = 1{,}56 + 0{,}68 \cdot 12 = 9{,}72\ \%.$$

По формуле (8.48) вычисляем ФВП в значение ПКЭ в ТОП :

$$ФВП = (9{,}72^{1{,}7} - 1{,}56^{1{,}7})^{1/1{,}7} = 9{,}45\ \%.$$

Влияние других потребителей на значение ПКЭ в период измерений, определенное по формуле (8.55), $B = 4{,}6$ %.

Среднее значение ПКЭ по результатам измерений составляет $П_с = W / 10 = 5{,}3\ \%$.

В данном примере влияние других потребителей на значение ПКЭ в ТК во время измерений существенно и составляет $(4{,}6/5{,}3) \cdot 100 = 87\ \%$ от влияния рассматриваемого потребителя. Целесообразно при возможности повторить измерения в другие дни и взять в качестве расчетного дня день с минимальным значением отношения $B/П_с$.

Для определения вклада потребителя в нормально допустимые значения для каждого интервала определяют значения ПКЭ, соответствующие 95%-й вероятности, и подставляют их в качестве $П_j$ в формулу (8.51).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Если читатель дошел до заключения, значит, книга написана не напрасно. Автор постарался изложить материал с учетом результатов последних исследований и сделать книгу максимально полезной для практического решения задач в рассмотренных областях.

В книге много внимания уделено оценке достоверности получаемых решений. Впервые конкретизировано понятие *класса точности метода* расчета потерь электроэнергии. Это позволяет принимать решения о проведении тех или иных мероприятий на основе четкого представления о возможных отклонениях ожидаемого эффекта от его расчетного значения. Решению о мерах по увеличению эффективности работы объекта, особенно если они связаны с существенными денежными затратами, всегда предшествуют сомнения.

> Кто начал с непреложного, закончит сомнениями, кто начал с сомнений, закончит непреложным.
>
> *Дж. Беркли*

Теоретические выводы, приведенные в приложениях, предназначены скорее для начинающих специалистов. Автор надеется, что наиболее любопытные и въедливые из «поколения *NEXT*» покопаются в этих приложениях, усовершенствуют предлагаемые способы решения задач, а может, и обнаружат ошибки. Сомневайтесь!

Исследуйте,
орудуйте,
не дуйте в ус.
Пусть врут, что изумрудный,
он красный –
ваш арбуз.

Андрей Вознесенский

Книга включает ряд критических замечаний по отношению к действующим нормативным документам и порядку решения некоторых вопросов на практике. Особенно это относится к методам обоснования и процедуре утверждения нормативов потерь и к сертификации электроэнергии. Они могут не понравиться специалистам,

которые задействованы в процессе реализации этих решений. Часто в качестве контрдоводов приводятся утверждения о полученном практическом эффекте или о том, что «лучшее – враг хорошего». Автор надеется, что среди «поколения *NEXT*» найдутся не только желающие усовершенствовать формулы, но и способные заменить «хорошее на лучшее» в практической работе.

В молодости удивляемся, почему это профессора старшего поколения часто столь непримиримо относятся к предложениям друг друга. Взрослея, обнаруживаем, что и сами отчасти становимся такими. Это неудивительно: с годами убеждения становятся сильнее и кажутся непреложными. А разговор двух специалистов с непреложными убеждениями – это «разговор автоответчика с автопилотом». Поэтому приходится вспомнить грустное высказывание выдающегося физика Планка, намучившегося с доказательствами правоты своей теории и в конце жизни сказавшего: «Новые теории никогда не побеждают так, чтобы другие ученые согласились с ними. Обычно старшее поколение вымирает, а новое воспринимает истину сразу». Методы расчета потерь – это, разумеется, не постоянная Планка. Но становление любых теорий имеет сходные аспекты.

Закончим словами другого поэта, Вадима Шершеневича:

Все, что мог, рассказал я начерно.
Набело другим ты позволь.

Наука ждет тех, кто продолжит исследования. Автор желает им успеха.

ПРИЛОЖЕНИЯ

ИНТЕГРАЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ И НАПРЯЖЕНИЯ

Характеристики графиков нагрузки

Известно большое количество приближенных формул для определения значений τ и k_{Φ}^2 (гл. 2), которые можно разбить на две группы:

формулы, выводимые для графика нагрузки по продолжительности, описываемого принятой автором математической моделью (прямой линией, выпуклой или вогнутой кривой, приведенного к двухступенчатому виду и т. п.);

формулы, полученные при обработке вариантных расчетов τ и k_{Φ}^2 для графиков различных конфигураций или для типовых графиков нагрузки.

Для оценки погрешностей известных из литературы эмпирических формул расчета τ авторами [29] проведены сопоставительные расчеты для всех возможных конфигураций графика нагрузки по продолжительности с дискретностью 0,1 по обеим осям (рис. П1.1).

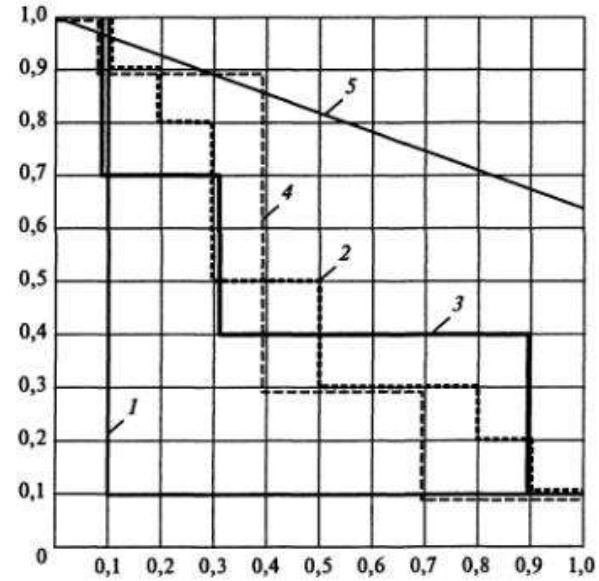


Рис. П1.1. Графики нагрузок по продолжительности для нагрузочных узлов: *1* – график с $k_з = 0{,}19$ и $k_{мин} = 0{,}1$; *2–4* – графики с $k_з = 0{,}49$ и $k_{мин} = 0{,}1$; *5* – график, соответствующий равновероятному распределению нагрузки

Количество вариантов графиков при такой дискретности составляет 48 620 в диапазоне $k_з$ от 0,19 (график 1) до 1 (полностью заполненный график). Для каждого варианта вычислялось точное значение τ по формуле (2.4) и значения τ по 13 эмпирическим формулам, описанным ниже. В результате расчетов определены систематические и случайные погрешности каждой из 13 формул как в целом по всем вариантам графиков, так и по трем зонам значений $k_з$: 0,19–0,4; 0,4–0,7 и 0,7–1, в которые попало соответственно 2 283, 36 941 и 9 396 вариантов графиков.

Более сложный вид имеют формулы, использующие два параметра: $k_з$ и $k_{мин}$ (все формулы преобразованы в сопоставимый вид):

формулы (2.19) – (2.20). Величина τ, определяемая по ним, далее обозначена как τ_1;

формулы, приведенные в [30] – [32]:

$$\tau_2 = 2k_з - 1 + \frac{(1-k_з)(1-k_{мин})^2}{1+k_з-2k_{мин}};$$

$$\tau_3 = k_з^2\left[1+\frac{3}{4}\frac{(1-k_{мин})^2}{(1+k_{мин})^2}\right];$$

$$\tau_4 = \left[2k_з^2 + k_з - k_{мин}(1-k_з)\right]/3.$$

Формула, приведенная в [33], использует только значение $k_з$:

$$\tau_5 = \frac{2}{3}k_з \quad \text{при} \quad k_з < \frac{2}{3};$$

$$\tau_5 = k_з^2 \quad \text{при} \quad k_з \geq \frac{2}{3}.$$

Остальные восемь формул приведены непосредственно в табл. П1.1. Ссылки на авторов формул для $\tau_6 - \tau_{11}$ приведены в [34] и [35].

Таблица П1.1

Расчетные формулы для τ и их погрешности

Расчетная формула	Погрешности, %, в диапазонах $k_з$:							
	0,19–1,0		0,19–0,4		0,4–0,7		0,7–1,0	
	$\Delta_з$	$\delta_з$	$\Delta_з$	$\delta_з$	$\Delta_з$	$\delta_з$	$\Delta_з$	$\delta_з$
τ_1	–5,0	10,8	–8,5	16,6	–5,4	11,0	–2,3	5,2
τ_2	–7,2	14,2	–23,1	17,4	–7,5	12,4	–2,4	5,2
τ_3	+9,9	21,4	–10,0	20,0	+10,0	18,8	+13,9	20,6

Расчетная формула	Погрешности, %, в диапазонах $k_з$:							
	0,19–1,0		0,19–0,4		0,4–0,7		0,7–1,0	
	$\Delta_з$	$\delta_з$	$\Delta_з$	$\delta_з$	$\Delta_з$	$\delta_з$	$\Delta_з$	$\delta_з$
τ_4	–6,5	11,4	–14,7	16,4	–6,8	11,0	–3,5	5,6
τ_5	–19,7	18,8	–39,2	14,6	–21,1	15,0	–9,5	8,3
$\tau_6 = (0{,}124 + 0{,}876\,k_з)^2$	–4,8	13,0	–9,6	17,4	–5,2	13,0	–2,1	7,8
$\tau_7 = k_з\,(0{,}66 + 0{,}34\,k_з)^2$	+1,5	13,4	+3,1	19,6	+1,6	13,8	+0,8	8,0
$\tau_8 = k_з\,(0{,}083 + 1{,}037\,k_з - 0{,}12\,k_з^2)$	–11,2	15,8	–25,7	16,0	–12,0	14,0	–4,4	8,0
$\tau_9 = k_з^{1,6}$	–0,9	13,6	–8,8	18,4	–1,0	13,8	+1,2	8,0
$\tau_{10} = k_з / (2 - k_з)$	–2,3	13,2	+2,7	19,6	–2,3	13,6	–3,6	8,0
$\tau_{11} = k_з^2 + (1-k_з)^2/9$	–14,1	13,2	–17,5	16,2	–6,8	12,2	–8,4	8,2
$\tau_{12} = k_з^2 + (1-k_з)^2/3$	–	–	–	–	–4,8	13,4	–6,1	7,8
$\tau_{13} = 0{,}34\,k_з + 0{,}66\,k_з^2$	+0,1	13,0	–0,2	19,2	+0,1	13,6	0	8,0

Формула для τ_{12} соответствует графику, представленному прямой линией (линия 5 на рис. П1.1) и отражающего предположение о равновероятном нахождении нагрузки в диапазоне от максимального до минимального значений. Для такого графика значение $k_{мин}$ связано с $k_з$ соотношением $k_{мин} = 2\,k_з - 1$, поэтому достаточно задания только одного параметра, а значение τ_{12} равно значению τ_1 при $\lambda = 1$. Очевидно, что такое представление графика можно использовать только в диапазоне $k_з \geq 0{,}5$, так как при меньшем его значении правая точка графика опускается ниже нуля. При $k_з = 0{,}5$ значение $\tau_{12} = 1/3$, а коэффициента формы графика

$$k_ф^2 = 1 + \frac{(1-k_з)^2}{3k_з^2} = \frac{4}{3}. \qquad (П.1.1)$$

В отечественной литературе до недавнего времени наиболее часто использовалась формула для τ_6. В 1940 г. проф. А. М. Заславский на основе ручной обработки многочисленных графиков получил зависимость между средним и среднеквадратичным током, соответствующую данной формуле. В 1948 г. доц. В. В. Кезевич простым преобразованием выражения А. М. Заславского записал формулу для τ_6. Поэтому она часто называется формулой Кезевича.

Авторы [29] осуществили более объемный перебор всех возможных графиков нагрузки, используя возможности современной вычислительной техники, которой не располагал проф. А. М. Заславский. В результате получена более точная формула, приведенная в табл. П1.1 под обозначением τ_{13}. При полученных значениях коэффициентов 0,34 (~ 1/3) и 0,66 (~ 2/3) формулы для τ_{13} и k_{ϕ}^2 могут быть записаны в следующем виде:

$$\tau_{13} = \frac{k_з + 2k_з^2}{3} \quad \text{и} \quad k_{\phi}^2 = \frac{1 + 2k_з}{3k_з}. \qquad (П1.2)$$

Погрешности расчета k_{ϕ}^2 имеют такие же значения, что и погрешности расчета τ, так как величины τ и k_{ϕ}^2 функционально связаны между собой множителем $k_з^2$ (2.6). Поэтому далее рассматриваются только формулы для расчета τ. В табл. П1.1 систематическая погрешность обозначена $\Delta_з$, случайная (+/–) – $\delta_з$. Случайная погрешность дана для уровня вероятности 0,95 (удвоенное значение среднеквадратичной погрешности).

Анализ результатов расчетов позволяет сделать следующие выводы:

случайные погрешности всех формул снижаются по мере приближения к единице, что не удивительно, так как при увеличении $k_з$ сокращается диапазон разнообразия конфигураций графиков, а при $k_з = 1$ все формулы приводят к значению $\tau = 1$. В диапазоне $k_з = 0{,}7 - 1{,}0$ наилучшие результаты дают формулы для τ_1, τ_2 и τ_4, которые используют два параметра: $k_з$ и $k_{мин}$;

наименьшую случайную погрешность при использовании во всем диапазоне $k_з$ обеспечивает формула для τ_1 (10,8 %), незначительно уступает ей формула для τ_4 (11,4 %);

случайные погрешности формул, использующих только значение $k_з$, ненамного выше – у семи таких формул (τ_6, τ_7, $\tau_9 - \tau_{13}$) они находятся на уровне (13 – 13,6) %;

систематические погрешности в принципе могут быть учтены в расчете поправочными коэффициентами, поэтому они имеют меньшее значение для оценки точности методов, однако их непостоянство делает такую корректировку несколько неудобной. С этих позиций предпочтительнее формула для τ_{13}, которая имеет практически нулевую систематическую погрешность.

Зависимости случайных погрешностей формул для τ_6, τ_7, $\tau_9 - \tau_{11}$ и τ_{13} от $k_з$ хорошо аппроксимируются выражениями, %:

$$\text{в зоне } 0{,}2 \le k_з < 0{,}85 \quad \delta_{пр} = 25 - 20\,k_з; \qquad (П1.3)$$

$$\text{в зоне } 0{,}85 \le k_з \le 1{,}0 \quad \delta_{пр} = 53{,}3\,(1 - k_з), \qquad (П1.4)$$

которые могут использоваться для оценки интервалов неопределенности расчетных значений потерь электроэнергии в конкретном расчете.

Очевидно, что два параметра ($k_з$ и $k_{мин}$) не могут однозначно характеризовать внутреннюю структуру графика – в противном случае погрешности зависимостей были бы равны нулю. На рис. П1.1 изображены графики *2*, *3* и *4*, имеющие одинаковые значения $k_з = 0{,}49$ и $k_{мин} = 0{,}1$. Значения τ_0, вычисленные для них по формуле (2.4), составляют соответственно 0,327; 0,295 и 0,373. При использовании любой эмпирической формулы для этих графиков будет получено одно значение τ, так как формулы исходят из значений $k_з$ и $k_{мин}$, а они одинаковы для всех трех графиков. Тем более не может полноценно характеризовать структуру графика один параметр. Проведенные исследования позволяют утверждать, что погрешность примерно 13 % можно считать «врожденной» погрешностью эмпирических формул, использующих только значение $k_з$. Использование дополнительно к $k_з$ значения $k_{мин}$ несущественно снижает погрешность (до 10,8 %). Вместе с тем значения $k_{мин}$ имеют, как правило, меньшую достоверность, чем значения $k_з$, поэтому незначительное уточнение, получаемое при использовании формул с двумя параметрами, может нивелироваться неточностью значения $k_{мин}$.

Графики нагрузки сетей 6–10 кВ и выше по природе являются графиками смешанной нагрузки и имеют самые различные конфигурации, поэтому для них практически невозможно использовать понятие типа графика. Задание типа графика уже предполагает наличие данных о его конфигурации, а в этом случае целесообразно пользоваться непосредственно формулой (2.4). При отсутствии таких данных задание типа графика может быть осуществлено только субъективно. Поэтому в практических расчетах целесообразно использовать расчетные формулы с объективной характеристикой – $k_з$.

Учет отличия коэффициентов формы графиков активной мощности и полного тока

Коэффициент формы графика нагрузки, используемый при расчете потерь электроэнергии, иногда вычисляют по графику полного тока. Конфигурации графиков активной мощности и тока отличаются друг от друга вследствие учета в значении тока реактивной составляющей нагрузки. Однако график реактивной нагрузки обычно более плотный, чем активной – из-за значительной постоянной составляющей (холостой ход).

Точный учет этого фактора предполагает запись формулы (2.46) с выделением в ней составляющих потерь от передачи активной W_p

и реактивной W_Q энергии, при расчете каждой из которых учитываются коэффициенты формы графиков P и Q:

$$\Delta W_н = \frac{W_P^2 \cdot k_{ФP}^2 + W_Q^2 \cdot k_{ФQ}^2}{24 Д U^2} R. \qquad (П1.5)$$

При использовании в формуле (2.46) вместо $k_Ф^2$ величины $k_{ФP}^2$ погрешность вычисления потерь отражается формулой, %:

$$\delta_P = \frac{\Delta W_{нP} - \Delta W_н}{\Delta W_н} 100 = \frac{(1-a)\operatorname{tg}^2\varphi}{1 + a \cdot \operatorname{tg}^2\varphi} 100, \qquad (П1.6)$$

где $\Delta W_н$ – потери, рассчитанные по формуле (2.46) при использовании коэффициента $k_Ф^2$;

$\Delta W_{нP}$ – то же, при использовании коэффициента $k_{ФP}^2$; $a = k_{ФQ}^2 / k_{ФP}^2$.

При неизменном значении tg φ на всех ступенях графика $a = 1$ и $\delta_P = 0$. Так как график реактивной мощности более ровный, чем активной, $a < 1$ и погрешность δ_P имеет положительный характер. Из формулы (П1.6) следует также очевидный вывод, что чем меньше tg φ, тем меньше погрешность (уменьшается удельный вес составляющей потерь, определяемой по не вполне корректному коэффициенту формы).

Погрешность использования в формуле (2.46) величины $k_{Ф1}^2$ вместо $k_Ф^2$ определяется по формуле:

$$\delta_1 = \frac{\Delta W_{н1} - \Delta W_н}{\Delta W_н} 100 = \frac{(1-b_P) + (1-b_Q)\operatorname{tg}^2\varphi}{b_P + b_Q \operatorname{tg}^2\varphi} 100, \qquad (П1.7)$$

где $b_P = k_{ФP}^2 / k_{Ф1}^2$ и $b_Q = k_{ФQ}^2 / k_{Ф1}^2$.

Очевидно, что знаменатель формулы (П1.7) по определению положителен и знак погрешности зависит от знака числителя. При одинаковом tg φ на всех ступенях графика нагрузки $k_{ФP}^2 = k_{ФQ}^2 = k_{Ф1}^2$. При этом $b_P = b_Q = 1$ и $\delta_1 = 0$.

Принимая соотношение

$$k_{э1} = \frac{k_{эP} + k_{эQ} \operatorname{tg}\varphi}{1 + \operatorname{tg}\varphi} \qquad (П1.8)$$

и обозначая отношение $k_{эQ} / k_{эP} = c$, получим:

$$a = \frac{k_{ФQ}^2}{k_{ФP}^2} = \frac{1+2c}{3c}; \qquad (П1.9)$$

$$b_P = \frac{k_{ФP}^2}{k_{Ф1}^2} = 3\frac{1 + c\operatorname{tg}\varphi}{3 + (1+2c)\operatorname{tg}\varphi} = 3\alpha; \qquad (П1.10)$$

$$b_Q = \frac{k_{ФQ}^2}{k_{Ф1}^2} = \frac{1+2c}{c}\alpha. \qquad (П1.11)$$

Для сетей 0,4 кВ конфигурации графиков активной и реактивной мощности практически совпадают (из-за отсутствия потерь холостого хода), поэтому $k_{ФP}^2 = k_{ФQ}^2 = k_{Ф1}^2$.

Приняв для сетей 6– 20 кВ средние значения tg φ = 0,6 и $c = 1,3$, вычислив значения a, b_P и b_Q и подставив их в (П1.6) и (П1.7), получим $\delta_P = 2,2$ % и $\delta_1 = -1,1$ %. Полученные цифры показывают, что при использовании коэффициента формы, рассчитанного по графику активной мощности, потери завышаются в среднем на 2,2 % и к расчетным значениям потерь надо применять поправочный коэффициент 1/1,022 = 0,98. При расчете коэффициента формы по графику тока потери несколько занижаются и значение поправочного коэффициента составляет 1/0,989 = 1,01.

При использовании метода наибольших потерь данные коэффициенты подставляются в знаменатель формул, так как при уменьшении коэффициента заполнения графика коэффициент формы увеличивается, а τ уменьшается.

Кроме рассмотренного фактора на расчетное значение потерь влияет описанная в п. 5.5.2 погрешность неадекватности отражения коэффициентом формы графика головного участка потерь во всех элементах сети, каждый из которых имеет свой график нагрузки. Среднее значение коэффициента неадекватности для сетей 6–20 кВ составляет 1,01. С учетом этого поправочные коэффициенты в формуле расчета потерь повысятся на 1 % и составят соответственно 0,99 и 1,02.

Характеристики режимов напряжения

Рассмотрим режимы напряжения в ЦП и в узлах идеализированной радиальной сети с равномерным распределением нагрузок по ее длине. Для простоты не учитываем емкостную генерацию линий. Суточный график нагрузки примем трехступенчатым с относительными нагрузками на ступенях, равными 1,0; 0,8 и 0,6, с одинаковыми продолжительностями ступеней и напряжениями в ЦП $U_1 =$ = 115 кВ; $U_2 = 112$ кВ и $U_3 = 109$ кВ. Напряжения в узлах сети по мере их удаления от ЦП снижаются в соответствии с линейной зависимостью. На рис. П1.2 эпюры напряжения в рассматриваемых режимах отображаются линиями $U_1 - 1$, $U_2 - 2$ и $U_3 - 3$.

Очевидно, что для учета различия напряжения в ЦП на ступенях графика в расчетном режиме необходимо использовать некоторое эквивалентное напряжение в ЦП, находящееся между значениями U_1 и U_3. Ясно также, что оно должно быть меньше U_1, представляющего собой напряжение в режиме максимальной нагрузки.

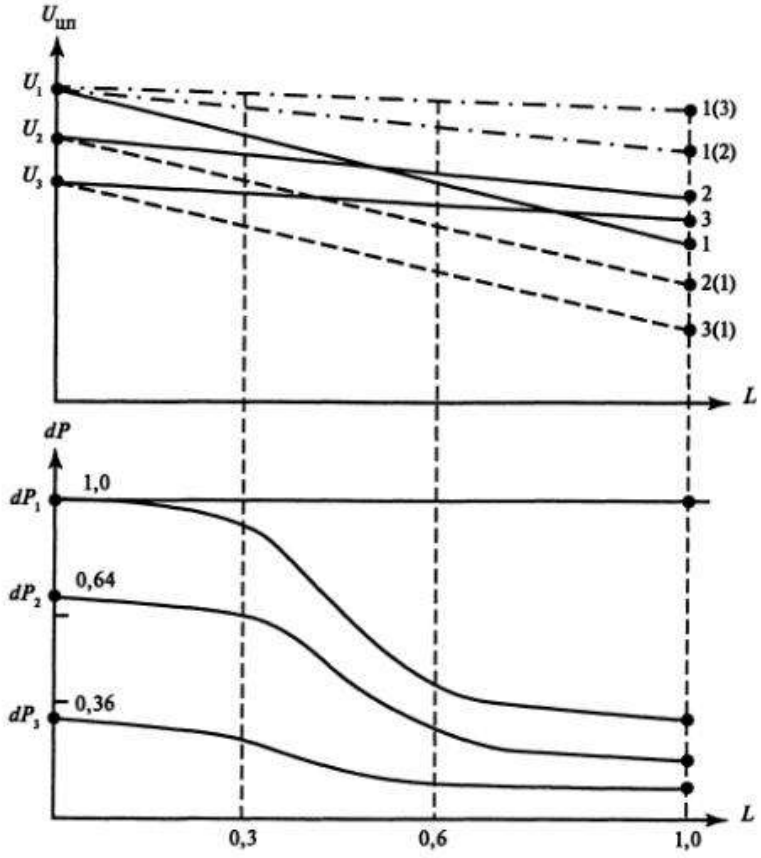


Рис. П1.2. Эпюры напряжения в различных режимах сети

Расчетное напряжение в ЦП для каждого из трех описанных выше методов определяется из равенства:

$$\sum_{i=1}^{n}\frac{P_i^2\Delta T_i}{U_i^2}=\frac{P_{макс}^2}{U_{p1}^2}\tau_0 T=\frac{P_{ср}^2}{U_{p2}^2}k_ф^2 T=\sum_{i=1}^{n}\frac{P_i^2\Delta T_i}{U_{p3}^2}. \qquad (П1.12)$$

Обозначив первую сумму, соответствующую учету фактических режимов напряжения на каждой ступени графика, через M_U, получим следующие выражения для расчетного напряжения в ЦП в каждом из методов:

$$U_{p1}=P_{макс}\sqrt{\tau_0 T/M_U}; \qquad (П1.13)$$

$$U_{p2}=P_{ср}\sqrt{k_ф^2 T/M_U}; \qquad (П1.14)$$

$$U_{p3}=\sqrt{\sum_{i=1}^{n}P_i^2\Delta T_i/M_U}, \qquad (П1.15)$$

Анализируя уравнение (П1.12) с учетом соотношения (2.6), нетрудно заметить, что все три уравнения (П1.13) – (П1.15) приведут к одинаковому результату, если использовать точные значения τ_0 и $k_ф^2$, рассчитываемые по формулам (2.4) и (2.5). Для рассматриваемого графика с округлением до четвертого знака после запятой $\tau_0 = 0{,}6667$, а $k_ф^2 = 1{,}0417$. Подставив эти значения в (П1.13) и (П1.15), получим $U_{p1} = U_{p2} = U_{p3} = 112{,}9$ кВ. Данное значение несколько выше среднего, равного 112 кВ, что логично, так как напряжение режима наибольших потерь более значимо для правильного определения интегрального показателя: потери в этом режиме составляют наибольшую долю в суммарных потерях. При использовании приближенных значений τ_0 и $k_ф^2$, рассчитываемых по формулам (2.16) и (2.17), значение $U_{p1} = U_{p2}$ будет немного отличаться от значения U_{p3}. В данном случае это отличие несколько компенсирует погрешности расчета τ_0 и $k_ф^2$ по эмпирическим формулам.

При проведении расчетов методом 3 использовать значение U_{p3} нецелесообразно. Этот метод предполагает отдельный расчет каждого режима, поэтому следует использовать фактические значения напряжения в ЦП в рассчитываемых режимах, а не некое эквивалентное, одинаковое для всех режимов значение. При использовании этого метода можно одновременно учесть и различия рабочих схем сети в каждом режиме.

Однако определением эквивалентного напряжения в ЦП по его значениям в различных режимах проблема не исчерпывается. Использование значений U_{p1} и U_{p2}, определенных таким способом, предполагает, что эпюра напряжений во всех нерасчетных режимах имеет такой же наклон, как и в расчетном режиме. На рис. П1.2 она отображается линиями U_2 – 2(1) и U_3 – 3(1), которые имеют больший наклон, чем реальные эпюры для этих режимов. При постоянном напряжении в ЦП, равном U_1, эпюры напряжений в двух других режимах отображаются линиями U_1 –1(2) и U_1 –1(3). Напряжения на удаленных участках в этих режимах выше, чем в режиме максимума нагрузки, что приводит к уменьшению нагрузочных потерь и должно выражаться в некотором увеличении расчетного напряжения в ЦП по сравнению с напряжением, определяемым при учете напряжений только на шинах самого ЦП.

При учете этого аспекта следует иметь в виду, что плотность распределения потерь по длине линии неодинакова; это приводит к неодинаковой весомости учета реальных напряжений на разных участках линии. Для радиальных линий характерно резкое

снижение плотности потерь по мере удаления от ЦП. Обычно до 70 % суммарных потерь приходится на несколько головных участков линии, по которым проходит мощность суммарной нагрузки. По мере отборов мощности протекающая нагрузка снижается, ее квадрат соответственно снижается еще больше. Снижение сечения проводов лишь частично компенсирует влияние на потери уменьшающейся нагрузки. Кроме того, при выборе сечения провода существуют ограничения по минимальному сечению, определяющему механическую прочность провода, что не позволяет уменьшать сечение пропорционально снизившейся нагрузке. В результате плотность тока в проводах по мере удаления от ЦП снижается, приводя к уменьшению удельных потерь.

На рис. П1.2 приведены качественные характеристики распределения потерь по длине линии в каждом режиме – dP_1, dP_2 и dP_3. Начальные точки этих кривых соответствуют квадратичному соотношению потерь при различных нагрузках режимов. Разделив условно длину линии на k зон и обозначив долю потерь, приходящуюся на каждую зону через d_j, определим коэффициент увеличения расчетного напряжения в ЦП из равенства:

$$k_U = \sqrt{U_{\text{цп}}^2 / \sum_{j=1}^{k} d_j U_{pj}^2}, \qquad \text{(П1.16)}$$

где $U_{\text{цп}}$ – расчетное напряжение в ЦП, определенное по любой из формул (П1.13) – (П1.15);

U_{pj} – напряжение в начале j-й зоны сети, определяемое по формуле

$$U_{pj} = U_{\text{цп}} - \Delta U_j = U_{\text{цп}} - l_{нj}\,\Delta U_1/100, \qquad \text{(П1.17)}$$

где $l_{нj}$ – относительная удаленность j-й зоны сети от ЦП;

ΔU_1 – максимальные потери напряжения в сети (на первой ступени графика) в процентах.

Если принять в рассматриваемом примере деление сети на три зоны с относительными длинами 0,3; 0,3 и 0,4 (расстояние до начала зон 0; 0,3 и 0,6 соответственно), распределением потерь по ним, равным $d_1 = 0{,}5$; $d_2 = 0{,}4$ и $d_3 = 0{,}1$ и максимальные потери напряжения $\Delta U_1 = 10$ %, то по формуле (П1.17) получим $U_{p1} = U_{\text{цп}}$; $U_{p2} = 0{,}97U_{\text{цп}}$; $U_{p3} = 0{,}94U_{\text{цп}}$. Подставляя эти значения в формулу (П1.16), получим $k_U = 1{,}018$.

Изложенный подход к определению расчетного напряжения в ЦП носит скорее теоретический характер. Учитывая ограниченную достоверность всех данных, используемых в расчетах потерь электроэнергии, допустимо определять расчетное напряжение в ЦП по эмпирической формуле (2.33).

Для рассматриваемого примера $k_з = 0{,}8$. Значение корня в формуле (2.33) равно 112,6 кВ. Это значение отражает эквивалентное напряжение на шинах ЦП, определяемое более точно по формуле (П1.17). Учет снижения напряжения в узлах сети отражается сомножителем в скобках, равным для данного примера 1,02. В результате расчетное напряжение в ЦП, которое следует использовать в режиме максимальной нагрузки для более точного расчета нагрузочных потерь электроэнергии $U_р = 1{,}02 \cdot 112{,}6 = 114{,}85$ кВ. Близость этого напряжения к напряжению в ЦП в режиме максимальной нагрузки следует рассматривать лишь в контексте данного примера. Очевидно, что при меньших значениях $\Delta U_{\text{макс}}$ расчетное напряжение будет ниже (нагрузочные потери выше), а при меньших значениях $k_з$ – выше. Рассмотренные факторы влияния фактических режимов напряжения в сети на потери электроэнергии действуют в противоположных направлениях. При этом следует иметь в виду, что потери мощности в режиме максимальной нагрузки, определенные при задании такого расчетного напряжения, будут несколько не соответствовать потерям, определенным при фактическом напряжении в максимум нагрузки, хотя нагрузочные потери электроэнергии за расчетный период определяются более точно.

На потери *холостого хода* изменение напряжения действует в обратном направлении. Расчетное напряжение в ЦП для этих потерь определяют по формуле (2.34). Для условий примера оно составит 114,3 кВ. С позиции более точного расчета потерь электроэнергии правильно было бы рассчитывать два режима с разными напряжениями в ЦП, по одному из которых определять нагрузочные потери, а по другому – потери холостого хода. Если же рассчитывается один режим, то расчетное напряжение в ЦП необходимо определять как взвешенное по формуле (2.35).

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ОБОРУДОВАНИИ СЕТЕЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Ниже рассмотрены методы расчета потерь электроэнергии в следующем оборудовании сетей и подстанций:

линейной арматуре ВЛ;

устройствах присоединения ВЧ-связи;

РВ и ОПН;

измерительных ТТ и ТН;

электрических счетчиках 0,38 кВ непосредственного включения (без ТН).

Линейная арматура

В конструкциях ВЛ напряжением 110 кВ и выше используется арматура, предназначенная для крепления проводов – поддерживающие зажимы (лодочки), гасители вибрации (на линиях 110–220 кВ), дистанционные распорки между проводами расщепленной фазы (на линиях 330–750 кВ). Наличие в конструкциях линейной арматуры замкнутых контуров из магнитных материалов (стальных болтов с плашками и лодочками из стали или ковкого чугуна) приводит к потерям электроэнергии в них на перемагничивание и вихревые токи.

Ввиду больших потерь в арматуре из магнитных материалов на линиях 330 кВ и выше (для ВЛ 750 кВ расчетное активное сопротивление практически удваивается) при их строительстве в последние 20 лет стали использовать немагнитную арматуру из алюминиевых сплавов. Ее применение снижает потери в арматуре в 25–30 раз, приводя их относительное увеличение к цифрам того же порядка, что и для линий 110–220 кВ с арматурой из магнитных материалов. Однако большое количество эксплуатируемых линий 110–220 кВ имеют старую арматуру; имеются и старые линии 500 кВ с арматурой из магнитных материалов.

Потери мощности в линейной арматуре из магнитных материалов, полученные на основе исследований [36], приведены в табл. П2.1, а среднее количество арматуры на 1 км линии – в табл. П2.2.

Таблица П2.1

Потери мощности в линейной арматуре воздушных линий

Вид арматуры	Потери мощности на единицу арматуры, Вт/шт., при токе в линии, А					
	100	200	400	600	800	1000
Поддерживающие зажимы (лодочки)	1,6	6,4	26	57	103	160
Гасители вибрации и распорки	0,3	1,3	5,0	12	20	31

Таблица П2.2

Количество арматуры на линиях 110–750 кВ

Напряжение, кВ	Количество арматуры, шт./км		
	Поддерживающие зажимы	Гасители вибрации	Дистанционные распорки
110	12	24	–
220	7,5	15	–
330	15	30	75
500	22,5	–	225
750	30	–	375

Аппроксимация данных, приведенных в табл. П2.1, позволяет судить, что зависимость потерь мощности в арматуре ΔP_a от тока в проводе I близка к квадратичной, поэтому учет этих потерь может быть сделан с помощью увеличения удельного активного сопротивления провода на величину $\Delta r_0 = \Delta P_a / I^2$. Результаты аппроксимации приведены в табл. П2.3.

Таблица П2.3

Удельные сопротивления проводов ВЛ и линейной арматуры

Напряжение ВЛ, кВ	Расчетное сечение, мм²	Удельное сопротивление провода r_0, (Ом/км) × 10^{-3}	Значение Δr_0, (Ом/км) × 10^{-3}, для видов линейной аппаратуры			
			Поддерживающие зажимы	Гасители вибрации и дистанционные распорки	Всего	В процентах r_0
110	185	160	2,0	0,7	2,7	1,7
220	300	100	1,2	0,5	1,7	1,7
330	2 × 300	50	2,4	3,3	5,7	11,4
500	3 × 400	25	3,7	7,0	10,7	43,0
750	4 × 400	18	4,9	11,7	16,6	92,0

Высокочастотная связь

В отличие от потерь в ВЗ, являющихся нагрузочными, потери в устройствах присоединения ВЧ-связи являются практически постоянными. Подавляющая их часть приходится на конденсатор связи. Годовой расход электроэнергии в нем определяют по формуле

$$W_{кс} = \frac{U_н}{\sqrt{3}} I_ф \operatorname{tg}\delta \cdot 8760, \qquad (П2.1)$$

где $U_н$ – номинальное напряжение сети, кВ;
$I_ф$ – ток, текущий через конденсатор связи;
$\operatorname{tg}\delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь, принимаемый равным 0,003.

Ток определяют по формуле

$$I_ф = \frac{U_н}{\sqrt{3}} 2\pi f C \cdot 10^{-6}, \qquad (П2.2)$$

где $f = 50$ Гц;
C – емкость конденсатора, нФ.

Например, для конденсатора, установленного в одной из фаз ВЛ 110 кВ

$$I_ф = \frac{110}{\sqrt{3}} \cdot 2 \cdot 3{,}14 \cdot 50 \cdot 6{,}4 \cdot 10^{-6} = 0{,}128 \text{ А}. \qquad (П2.3)$$

Рассчитанные таким способом потери мощности и электроэнергии приведены в табл. П2.4.

Таблица П2.4

Параметры конденсаторов ВЧ-связи

Номинальное напряжение ВЛ, кВ	Емкость конденсатора, нФ	Ток, А	Мощность		Потери электроэнергии, кВт·ч/год
			реактивная, кВар	активная, кВт	
6	35,0	0,051	0,17	0,0005	4,7
10	6,4	0,012	0,07	0,0002	1,8
15	17,5	0,048	0,42	0,0013	11,4
20	17,5	0,064	0,74	0,0022	19,4
35	4,4	0,028	0,57	0,0017	14,9
110	6,4	0,128	8,14	0,0244	214,0
220	3,2	0,128	16,28	0,0488	428,0
330	2,1	0,128	24,42	0,0732	641,7
330	7,0	0,419	79,92	0,2398	2100,4
500	4,7	0,427	123,41	0,3702	3243,2
750	4,8	0,432	187,28	0,5618	4921,8

Потери для напряжений 60 и 154 кВ, полученные с помощью линейной интерполяции, составляют 117 и 300 кВт·ч/год соответственно.

Вентильные разрядники

Токи проводимости элементов РВ нормируются в виде допустимого диапазона, за который они не должны выходить при приложении установленного значения выпрямленного напряжения $U_{исп}$ [37]. Уменьшение тока ниже нижнего предела (обычно в несколько или в десятки раз) указывает на обрыв в цепи шунтирующих сопротивлений, а увеличение тока – на увлажнение нелинейных резисторов.

Сопротивление РВ в целом может быть определено по формуле, МОм:

$$R_{РВ} = \sum_{i=1}^{n_э} \frac{U_{исп\,i}}{I_{пр\,i}}, \qquad (П2.4)$$

где $U_{исп\,i}$ – испытательное напряжение i-го элемента, кВ;
$I_{пр\,i}$ – среднее значение тока проводимости, мА;
$n_э$ – число элементов РВ.

Потери мощности в трех фазах РВ определяют по формуле, Вт:

$$\Delta P = \frac{U^2_{ном}}{R_{РВ}}, \qquad (П2.5)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Параметры РВ различных типов и напряжений, потери мощности и электроэнергии в них, рассчитанные по формулам (П2.4) и (П2.5), приведены в табл. П2.5. Прочерки в последних двух столбцах таблицы означают, что данный РВ используется только для комплектации РВ более высоких напряжений, а прочерки в столбцах $U_{исп}$ и $I_{пр}$ – что данный разрядник скомплектован из элементов и испытаниям в скомплектованном виде не подвергается [37, 38].

Таблица П2.5

Параметры вентильных разрядников с шунтирующими сопротивлениями

Тип РВ	Комплектация	$U_{исп}$, кВ	$I_{пр}$, мА	$R_{РВ}$, МОм	ΔP, Вт	ΔW, тыс. кВт·ч в год
РВМ-6	1	6	0,17	35,3	1,0	0,009
РВРД-6	1	6	0,06	100,0	0,35	0,003
РВМ-10	1	10	0,24	41,7	2,4	0,021
РВРД-10	1	10	0,06	166,8	0,6	0,005

Окончание табл. П2.5

Тип РВ	Комплектация	$U_{исп}$, кВ	$I_{пр}$, мА	$R_{РВ}$, МОм	ΔP, Вт	ΔW, тыс. кВт·ч в год
РВМ-15	1	18	0,60	30,0	–	–
РВС-15	1	16	0,54	29,4	–	–
РВС-15	1	16	0,27	59,2	3,8	0,033
РВС-20	1	20	0,54	37,0	–	–
РВС-20	1	20	0,27	74,0	5,4	0,047
РВС-29	1	28	0,54	51,9	–	–
РВС-30	1	24	0,54	44,4	–	–
РВС-33	1	32	0,54	59,3	–	–
РВМ-20	1	28	0,60	46,7	8,6	0,075
РВМ-35	2 × 15	–	–	60,0	20,4	0,179
РВС-35	1	32	0,54	59,3	–	–
РВС-35	1	32	0,27	118,6	10,1	0,091
РВС-60	2 × 20 + 1 × 15	–	–	103,6	34,7	0,304
РВС-110	4 × 30	–	–	177,8	68,0	0,596
РВС-110М	3 × 33	–	–	177,9	68,0	0,596
РВМГ-30	1	30	1,18	25,4	–	–
РВМГ-110М	3 × 30	–	–	133,2	90,8	0,796
РВМГ-220М	6 × 30	–	–	266,4	181,7	1,592
РВМГ-330М	8 × 30	–	–	355,2	306,6	2,686
РВМГ-500	12 × 30	–	–	532,8	469,2	4,110
РВС-110К	2 × 20 + 4 × 15	–	–	192,4	62,9	0,551
РВС-220	6 × 33	–	–	355,8	136,0	1,192
РВМК-О	1	18	1,18	15,3	–	–
РВМК-И	1	28	1,10	25,5	–	–
РВМК-330	11 × О + 3 × И	–	–	244,8	444,9	3,897
РВМК-500	17 × О + 5 × И	–	–	387,6	645,0	5,650
РВМК-Э	1	64	0,28	228,6	–	–
РВМК-750	5 × Э	–	–	1143	492,2	4,311

В качестве расчетных значений потерь электроэнергии могут быть приняты потери для сетевых разрядников, составляющих большинство установленных РВ. Эти значения приведены в табл. П2.6.

Таблица П2.6

Потери электроэнергии в РВ и ОПН

Вид оборудования	Потери электроэнергии, тыс. кВт·ч/год, для напряжения, кВ					
РВ	*6*	*10*	*15*	*20*	*35*	*60*
	0,009	0,021	0,033	0,047	0,091	0,27
	110	*154*	*220*	*330*	*500*	*750*
	0,60	1,05	1,59	3,32	4,93	4,31
ОПН	*6*	*10*	*15*	*20*	*35*	*60*
	0,001	0,001	0,002	0,004	0,013	0,10
	110	*154*	*220*	*330*	*500*	*750*
	0,22	0,40	0,74	1,80	3,94	8,54

Ограничители перенапряжений

Потери мощности в колонке резисторов зависят от распределения напряжения по высоте столба. При обычно используемых в конструкциях ОПН устройствах выравнивания напряжений удельные потери в фазе ОПН 500 кВ, полученные на основе натурных измерений, составили 150 Вт [39]. Годовые потери электроэнергии в трех фазах такого ОПН составляют $3 \cdot 150 \cdot 8\,760 \cdot 10^{-3} = 3\,940$ кВт·ч.

В связи с тем, что в ОПН других напряжений используются такие же резисторы, потери в них могут быть рассчитаны на основании приведенного значения для ОПН 500 кВ по формуле

$$\Delta W_{ОПН} = 3\,940\, U_{ном}\, N_к / (500\, N_{к\,500}), \qquad (П2.6)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ;
$N_к$ – число параллельных колонок в фазе для сети напряжением $U_{ном}$;
$N_{к\,500}$ – то же, для сети 500 кВ.

Колонки резисторов ОПН, используемых в сетях 6–35 кВ, рассчитываются на линейное напряжение, то есть потери в них в 3 раза меньше. В сетях 6–20 кВ используются резисторы других конструкций, однако общие закономерности изменения потерь мощности в зависимости от номинального напряжения сети справедливы и для них. На основании анализа соотношения потерь электроэнергии в ОПН 110–750 кВ нетрудно заметить квадратичный характер их зависимости

от номинального напряжения сети. В соответствии с этой зависимостью потери в ОПН 6–20 кВ, приведенные в табл. П2.6, были определены как произведение потерь в ОПН 35 кВ на квадрат отношения напряжений. Потери в РВ и ОПН напряжением 60 и 154 кВ получены с помощью линейной интерполяции.

Трансформаторы тока

Потери в ТТ и его вторичной нагрузке относятся к нагрузочным потерям и зависят от квадрата фактического тока. При относительной токовой нагрузке ТТ, равной, например, 50 % номинального первичного тока, потери составят 25 % номинальных. Исключение составляют потери в магнитной системе, которые не зависят от нагрузки. Однако, как показывают расчеты, проведенные на Свердловском заводе трансформаторов тока (ОАО «СЗТТ»), они составляют доли процента от суммарных потерь и ими можно пренебречь.

Мощность, потребляемая ТТ от силовой цепи, определяется суммой шести составляющих: потерь в первичной обмотке ΔP_1, в магнитной системе $\Delta P_м$, во вторичных обмотках – измерительной $\Delta P_{2\,изм}$ и защитной $\Delta P_{2\,защ}$ и в их нагрузках – $\Delta P_{н.\,изм}$ и $\Delta P_{н.\,защ}$. Сумма первых четырех составляющих представляет собой потери во внутренних элементах ТТ ($\Delta P_{вн}$), а последних двух – во внешних элементах ТТ.

Параметры и потери в обмотках и магнитной системе ТТ напряжением 10 и 35 кВ, выпускаемых ОАО «СЗТТ», приведены в табл. П2.7. Для целей расчета суммарных потерь мощности во всех ТТ на объекте могут использоваться их средние значения:

для ТТ с $U_{ном}$ = 10 кВ: $\Delta P_{вн}$ = 14 Вт при $I_{ном}$ < 800 А;
$\Delta P_{вн}$ = 24 Вт при $I_{ном}$ = 800–1000 А;
$\Delta P_{вн}$ = 43 Вт при $I_{ном}$ > 1000 А;

для ТТ с $U_{ном}$ =35 кВ: $\Delta P_{вн}$ = 60 Вт при $I_{ном}$ < 800 А;
$\Delta P_{вн}$ = 80 Вт при $I_{ном}$ = 800 А;
$\Delta P_{вн} = I_{ном}/25$ при $I_{ном} \geq 1000$ А.

Допустимые нагрузки измерительных и защитных обмоток ТТ устанавливаются в виде полной мощности (табл. П2.8) [40]. Аппаратура, присоединяемая ко вторичным цепям ТТ, имеет низкий $\cos\varphi_2$ (подавляющая индуктивная нагрузка). Однако соединительные кабели, имеющие протяженность иногда до десятков, а на подстанциях 330–750 кВ – сотен метров, обладают практически активным сопротивлением. Поэтому расчетное значение $\cos\varphi_2$ принимают равным 0,8.

С учетом данных, приведенных в табл. П2.7–П2.8, расчетные значения активной мощности, потребляемой от силовой цепи ТТ, установленными в одной точке учета, при известном коэффициенте токовой загрузки $\beta_{тт}$, определяют по формулам:

для ТТ напряжением 6–20 кВ

$$\Delta P_{тт} = 2\,[\Delta P_1 + \Delta P_м + \Delta P_{2\,изм} + \Delta P_{2\,защ} + (S_{изм} + S_{защ})\cos\varphi_2]\,\beta_{тт}^2; \quad (П2.7)$$

для ТТ напряжением 35 кВ

$$\Delta P_{тт} = 2\,[\Delta P_1 + \Delta P_м + \Delta P_{2\,изм} + 2\Delta P_{2\,защ} + (S_{изм} + 2S_{защ})\cos\varphi_2]\,\beta_{тт}^2; \quad (П2.8)$$

для ТТ напряжением 110 кВ и выше

$$\Delta P_{тт} = 3\,[\Delta P_1 + \Delta P_м + \Delta P_{2\,изм} + 3\Delta P_{2\,защ} + (S_{изм} + 3S_{защ})\cos\varphi_2]\,\beta_{тт}^2, \quad (П2.9)$$

где $S_{изм}$ и $S_{защ}$ – допустимые нагрузки вторичных обмоток ТТ, приведенные в табл. П2.8.

Значения, рассчитанные по формулам (П2.7) – (П2.9), приведены в табл. П2.9.

При расчете фактических и допустимых небалансов электроэнергии на объекте все параметры ТТ (номинальные напряжения и токи, классы точности) обычно известны. Коэффициент токовой загрузки ТТ легко определяется по известному значению электроэнергии W, проходящей через каждую точку учета.

Результаты обследования более 1000 точек учета по четырем АО-энерго, проведенные в ОАО «ВНИИЭ», показали, что подавляющее число потребителей на напряжении 6–35 кВ имеет ТТ с $I_{ном}$ < 1000 А. Среднегодовой коэффициент токовой загрузки ТТ не превышает 0,4. Потери в ТТ при этом составляют 16 % номинальных. На основе этих данных рассчитаны средние значения потерь электроэнергии в ТТ, которые могут быть использованы в качестве расчетных при отсутствии точных расчетов по программе РАПУ (см. п. 5.7):

для ТТ напряжением 10 кВ

$$\Delta W_{тт} = 88 \cdot 8\,760 \cdot 0{,}4^2 \cdot 10^{-6} \approx 0{,}12 \text{ тыс. кВт·ч/год};$$

для ТТ напряжением 35 кВ

$$\Delta W_{тт} = 240 \cdot 8\,760 \cdot 0{,}4^2 \cdot 10^{-6} \approx 0{,}34 \text{ тыс. кВт·ч/год}.$$

Выборочный анализ ТТ более высоких напряжений показал, что расчетные годовые потери в ТТ во всем диапазоне номинальных напряжений хорошо аппроксимируются линейной зависимостью, тыс. кВт·ч/год,

$$\Delta W_{тт} = 0{,}07\, U_{ном}\, \beta_{тт}^2. \quad (П2.10)$$

Таблица П2.7

Параметры трансформаторов тока 10–35 кВ

Типоисполнение трансформатора	Первичная обмотка		Вторичные обмотки (измерительная / защитные)			Потери в магнитной системе, Вт	Суммарные потери, Вт
	Сопротивление, мкОм	Потери мощности, Вт	Сопротивление, Ом	Потери мощности, Вт	Число обмоток		
ТОЛ10-I-50/5-5	4700	11,75	0,096/0,126	2,4/3,15	1/1	0,15	17,45
ТОЛ10-1-100/5-5	810	8,1	0,096/0,126	2,4/3,15	1/1	0,15	13,8
ТОЛ10-1-200/5-5	210	8,4	0,096/0,126	2,4/3,15	1/1	0,15	14,1
ТОЛ10-1-300/5-5	90	8,1	0,096/0,126	2,4/3,15	1/1	0,15	13,8
ТОЛ10-1-500/5-5	23	5,75	0,10/0,15	2,5/3,75	1/1	0,17	12,17
ТОЛ10-1-600/5-5	23	8,28	0,13/0,15	3,25/3,75	1/1	0,15	15,43
ТОЛ10-1-800/5-5	23	14,7	0,16/0,23	4,0/5,75	1/1	0,14	24,59
ТОЛ10-1-1000/5-5	12	12,0	0,20/0,27	5,0/6,75	1/1	0,15	23,9
ТОЛ10-1-1500/5-5	12	27,0	0,30/0,35	7,5/8,75	1/1	0,10	43,35
ТОЛ35-II-50/5-5-5	9700	24,25	0,24/0,41	6,0/10,25	1/2	0,29	51,04
ТОЛ35-II-100/5-5-5	3600	36,0	0,24/0,41	6,0/10,25	1/2	0,29	62,79
ТОЛ35-II-150/5-5-5	1900	42,75	0,27/0,52	6,75/13,0	1/2	0,24	75,74
ТОЛ35-II-300/5-5-5	330	29,7	0,27/0,52	6,75/13,0	1/2	0,24	62,69
ТОЛ35-II-400/5-5-5	150	24,0	0,27/0,52	6,75/13,0	1/2	0,24	56,99
ТОЛ35-II-800/5-5-5	66	42,2	0,37/0,58	9,25/14,5	1/2	0,22	80,71
ТОЛ35-II-1000/5-5-5	9,8	9,8	0,24/0,41	6,0/10,25	1/2	0,29	36,59
ТОЛ35-II-1500/5-5-5	7,7	17,3	0,36/0,56	9,0/14,0	1/2	0,24	54,54
ТОЛ35-II-2000/5-5-5	7,7	30,8	0,46/0,66	11,5/16,5	1/2	0,21	71,51
ТОЛ35-III-1000/5-5-5	9,8	9,8	0,24/0,46	6,0/11,5	1/2	0,48	39,28
ТОЛ35-III-2000/5-5-5	7,7	30,8	0,46 / 0,80	11,5/20,0	1/2	0,31	82,61
ТОЛ35-III-3000/5-5-5	6,2	55,8	0,70/ 0,90	17,5/27,5	1/2	0,24	120,04

Таблица П2.8

Допустимые нагрузки вторичных обмоток ТТ

Напряжение, кВ	Допустимая нагрузка вторичных обмоток ТТ (измерительной/защитной), В·А	
	внутренней установки	наружной установки
6–10	10/15	–
20–35	20/15	30/30
110	40/30	20/20
220	65/45	30/50
330	–	30/40
500	60/60	30/40
750	60/60	30/40

Таблица П2.9

Расчетные потери мощности в ТТ напряжением 6–35 кВ при номинальной токовой нагрузке с учетом потерь во вторичных цепях

Напряжение, кВ	Расчетные потери мощности, Вт, в ТТ с номинальным током $I_{ном}$, А, установленными в одной точке учета			
	менее 800	800	1000	более 1000
10	68	88	88	126
35	200	240	0,08 $I_{ном}$ + 40	

Трансформаторы напряжения

В отличие от ТТ, ТН работают в практически стабильном режиме в течение всего расчетного периода. Потери в них незначительно изменяются при изменении напряжения в контролируемой точке, поэтому они относятся к условно-постоянным потерям. Потери в обмотках ТН составляют 3–4 % суммарных потерь, остальные потери приходятся на магнитную систему. В сумме эти потери составляют потери во внутренних цепях ТН ($\Delta P_{вн\ TH}$). Допустимая нагрузка вторичных обмоток ТН $S_{н2}$ в отличие от ТТ устанавливается как суммарная величина для всех обмоток.

Мощность, потребляемую от силовой цепи тремя ТН, установленными в одной точке учета, определяют по формуле

$$\Delta P_{TH} = 3\,(\Delta P_{вн\,TH} + S_{н2}\cos\varphi_2)\,. \qquad (П2.11)$$

Допустимые нагрузки вторичных цепей и потери мощности и энергии в ТН наиболее распространенного класса точности 0,5, рассчитанные по формуле (П2.11), приведены в табл. П2.10. Там же даны расчетные значения энергии, потребляемой трехфазным комплексом ТН и ТТ, установленным в одной точке учета.

Таблица П2.10

Потери мощности и электроэнергии в ТН и ТТ

Параметр	Значение параметра для ТН номинального напряжения, кВ						
	10	35	110	220	330	500	750
Потери мощности во внутренних цепях ТН, Вт	11	18	100	180	380	860	2 000
Допустимая вторичная нагрузка ТН, В·А	75	150	400/150*	400/150*	400	300	300
Мощность, потребляемая одним ТН при $\cos\varphi_2 = 0{,}8$, Вт	71	138	420/220*	500/300*	700	1 100	2 240
Электроэнергия, потребляемая тремя ТН, тыс. кВт·ч/год	1,9	3,6	11,0/5,8*	13,1/7,9*	18,4	28,9	58,8
Электроэнергия, потребляемая ТТ при $\beta_{тт} = 0{,}4$, тыс. кВт·ч/год	0,1	0,4	1,1	2,2	3,3	5,0	7,5
Расчетное значение электроэнергии, потребляемой комплексом ТН и ТТ, тыс. кВт·ч/год	2,0	4,0	12,1/6,9*	15,3/10,1*	21,7	33,9	66,3

* Для емкостных ТН серии НДЕ.

Примечание. Расчетные значения энергии, потребляемой комплексами ТН и ТТ в сетях 6; 15; 20; 60 и 154 кВ, полученные с помощью линейной интерполяции, составляют соответственно 1,6; 2,5; 2,9; 6,8 и 13,3 тыс. кВт·ч/год.

Электрические счетчики непосредственного включения

В табл. П2.11 приведены данные по потреблению мощности цепями тока и напряжения индукционных и электронных счетчиков непосредственного включения, нормируемому стандартами [41, 42]. Потребление каждой цепью напряжения установлено в стандартах в виде активной и полной мощности, а каждой цепью тока – только в виде полной мощности. Поэтому потребление активной мощности каждой цепью тока в табл. 11 принято равным 1/5 потребления полной мощности – аналогично соотношению, приведенному в [41, 42] для цепей напряжения. Потери в трехфазных счетчиках вычислены для трех цепей.

Таблица П2.11

Параметры счетчиков непосредственного включения

Вид счетчика	Типовой класс точности	Мощность, потребляемая одной цепью		Суммарная потребляемая мощность, Вт	Потребление энергии, кВт·ч в год
		напряжения, Вт	тока, В·А		
Однофазный, индукционный	2,5	2,0	0,7	2,1	18,4
Однофазный, электронный	2,0	2,0	2,5	2,5	21,9
Трехфазный, индукционный	1,0	3,0	2,5	10,5	92,0
Трехфазный, электронный	1,0	2,0	4,0	8,4	73,6

Средние потери в рассмотренном оборудовании приведены в п. 2.2.5.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

МЕТОДЫ РАСЧЕТА ТЕХНИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СЕТЯХ 0,4 КВ

Электрические сети 0,4 кВ представляют собой, как правило, радиальные линии, связывающие шины 0,4 кВ РТ 6–20/0,4 кВ с вводными устройствами зданий. Сети 0,4 кВ крупных городов выполняются преимущественно кабельными линиями, а небольших городов и сельских населенных пунктов – воздушными.

На балансе сетевой организации обычно находится большое количество линий 0,4 кВ. Данные о схемах и нагрузках этих линий (особенно в сельской местности) либо отсутствуют, либо из-за их большого объема не могут быть достаточно быстро обработаны и введены в компьютер. Располагаемой информацией о схемах этих линий являются суммарная длина и количество линий с разными сечениями головных участков и суммарная электроэнергия, отпускаемая в эти линии.

Расчет потерь на основе обобщенных данных о схемах линий

Очевидно, что суммарной длины линий недостаточно для определения потерь электроэнергии, так как их значение существенно зависит от распределения нагрузок по линиям и разветвленности схем электрических сетей. В связи с этим возникает необходимость охарактеризовать схемы сетей какими-либо количественными показателями, более или менее легко определяемыми на основе объективных данных, а затем вывести зависимости потерь от этих показателей. Ниже рассмотрены способы учета при расчете потерь электроэнергии в сетях 0,38 кВ следующих влияющих факторов:

характера распределения нагрузок по длине линии, отражаемого коэффициентом k_p;

неодинаковости длин линий (их разброса относительно $L_{ср}$), отражаемой коэффициентом k_l;

неодинаковости плотности тока на головных участках линий (непропорциональности распределения суммарной энергии по линиям), отражаемой коэффициентом k_j;

неодинаковости нагрузок фаз (несимметрии токов), отражаемой коэффициентом $k_{нн}$;

разветвленности схем сетей, отражаемой соотношением длины магистрали $L_м$ и ответвлений (двух- или трехфазных L_{2-3} и однофазных L_1). При этом под магистралью понимается наибольшее

расстояние от шин ТП до последнего здания, получающего питание от трехфазной линии или от двухфазного ответвления (далее будет показано, что потери в трехфазной и двухфазной линиях одинаковы).

Учет характера распределения нагрузок по длине линии

Исходное выражение для нагрузочных потерь электроэнергии в линии с одинаковыми нагрузками фаз имеет вид:

$$\Delta W = \frac{W^2\left(1+\mathrm{tg}^2\varphi\right)k_\Phi^2}{24\,Д\,U^2}R_{экв}, \qquad (П3.1)$$

где W – электроэнергия, отпущенная в линию за Д дней;

$\mathrm{tg}\,\varphi$ – коэффициент реактивной мощности;

k_Φ^2 – коэффициент формы графика нагрузки;

U – напряжение, кВ;

$R_{экв}$ – эквивалентное сопротивление линии.

Эквивалентное сопротивление зависит от конфигурации линии и распределения нагрузок по ее длине. Очевидно, что для линии, выполненной по всей длине проводом одного сечения, с нагрузкой, сосредоточенной в ее конце, $R_{экв} = r_0 L$, где r_0 – удельное сопротивление провода, Ом/км, а L – длина линии, км, то есть $R_{экв}$ соответствует физическому сопротивлению линии.

Для такой же линии с нагрузкой, равномерно распределенной по ее длине, $R_{экв}$ определим из уравнения

$$R_{экв} = \frac{r_0}{P_г^2}\int_0^L p^2(l)\,dl, \qquad (П3.2)$$

где $P_г$ – нагрузка головного участка;

$p(l)$ – нагрузка элементарного участка, расположенного на расстоянии l от ТП.

При подстановке в (П3.2) выражения

$$p(l) = P_г\frac{L-l}{L}, \qquad (П.3.3)$$

получим $R_{экв} = r_0 L/3$.

Из этого следует, что при одинаковых длинах линий и сечениях проводов потери в линии с равномерно распределенной нагрузкой в 3 раза меньше, чем в линии с сосредоточенной нагрузкой. Если характеризовать влияние на потери мощности в линии характера распределения нагрузок по ее длине коэффициентом k_p, то его значение при принятых выше условиях равно 0,33.

При уменьшении сечения линии по мере удаления от ТП пропорционально уменьшению нагрузки (линия с постоянной плотно-

стью тока) в (П3.2) необходимо вместо r_0 перед знаком интеграла внести в подынтегральную функцию выражение

$$r(l)=r_0\frac{L}{L-l}. \qquad (П3.4)$$

В результате интегрирования получим $R_{экв}=r_0 L/2$. Этот результат показывает, что потери в линии с равномерно распределенной нагрузкой в 2 раза меньше, чем в линии с сосредоточенной нагрузкой, то есть $k_р=0,5$.

Для идеализированной линии с n одинаковыми нагрузками, присоединенными на одинаковом расстоянии друг от друга, эквивалентное сопротивление определяется по формуле

$$R_{экв}=r_0 L\frac{(n+1)(2n+1)}{6n^2}. \qquad (П3.5)$$

При $n=1$ (нагрузка сосредоточена в конце линии) $R_{экв}=r_0 L$, а при увеличении n значение $R_{экв}$ приближается к $r_0 L/3$.

На практике всю линию или ее магистральную часть выполняют проводом одного сечения и лишь в конце линии и на ответвлениях от нее могут использоваться провода меньшего сечения. Расчеты 144 реальных схем линий без ответвлений и с распределенными по длине линии нагрузками показали, что значения $k_р$ находятся в пределах $0,37\pm0,04$.

Линии, питающие жилую застройку, можно считать линиями с равномерно распределенной нагрузкой, особенно в сельской местности, где к линии, идущей вдоль улицы, через приблизительно одинаковые расстояния подключены жилые дома с приблизительно одинаковым уровнем электропотребления. Производственные предприятия сельской местности (животноводческие, зернообрабатывающие и др.) находятся обычно в стороне от жилых зданий, и к ним идут отдельные линии, которые можно считать линиями с сосредоточенной нагрузкой. Для таких линий $k_р=1$.

Общая формула для определения $k_р$ имеет вид:

$$k_р=1-0,63\,d_р, \qquad (П3.6)$$

где $d_р$ – доля распределенных нагрузок (бытовых абонентов) в отпуске электроэнергии в линию 0,4 кВ.

В диапазоне сечений алюминиевых проводов 25–70 мм², обычно используемых на ВЛ 0,4 кВ, справедливо соотношение $r_0\approx 28,5/F$, где F – сечение провода. Подставляя в формулу (П3.1) $U=0,4$ кВ и $R_{эк}=r_0 L=28,5\,k_р L/F$, получим:

$$\Delta W=7,42\frac{W^2\left(1+\mathrm{tg}^2\varphi\right)k_ф^2\,k_р}{Д}\frac{L}{F}. \qquad (П3.7)$$

Введем коэффициент k_1, отражающий характер распределения нагрузок по длине линии и по фазам:

$$k_1=k_р\,k_{нн}, \qquad (П3.8)$$

и коэффициент k_2, отражающий неодинаковость длин линий и непропорциональность распределения суммарной нагрузки сети 0,4 кВ между линиями

$$k_2=k_l\,k_J. \qquad (П3.9)$$

Коэффициент k_1 используется при расчете потерь в одной линии по ее индивидуальным характеристикам, а коэффициент k_2 вводится в формулу дополнительно при расчете потерь в совокупности линий по их суммарным характеристикам (при расчете потерь в одной линии $k_2=1$).

Формула (П3.7) при подстановке в нее указанных коэффициентов, среднего отпуска энергии в линию $W_{ср}=W_Σ/N$ и суммарной длины всех участков $L_Σ$ (под линией понимается присоединение к шинам 0,4 кВ ТП 6–20/0,4 кВ) приобретет вид:

$$\Delta W=7,42\,k_1 k_2\frac{W_{ср}^2\left(1+\mathrm{tg}^2\varphi\right)k_ф^2}{Д}\cdot\frac{L_Σ}{F} \qquad (П3.10)$$

Учет неодинаковости длин линий

Влияние этого фактора рассмотрим на примере двух линий с сечениями F_1 и F_2 и длинами l_1 и l_2. Суммарные потери в этих линиях при одинаковой плотности тока и учете их фактических длин

$$\Delta W_ф=a_l\left(F_1^2 l_1+F_2^2 l_2\right), \qquad (П3.11)$$

где a_l – коэффициент пропорциональности.

При использовании средней длины $l_{ср}=(l_1+l_2)/2$

$$\Delta W_{ср}=a_l\left(F_1^2+F_2^2\right)l_{ср}. \qquad (П3.12)$$

Отношение потерь при учете фактических длин линий к потерям при использовании средней длины

$$k_l=\frac{F_1^2 l_1+F_2^2 l_2}{\left(F_1^2+F_2^2\right)l_{ср}}. \qquad (П3.13)$$

Обозначая среднеарифметическое отклонение длин линий от их среднего значения через γ_l и предполагая, что линия с сечением провода F_1 имеет длину меньше средней, а F_2 – больше средней, получим:

$$k_l=\frac{F_1^2\left(1-\gamma_l\right)+F_2^2\left(1+\gamma_l\right)}{F_1^2+F_2^2}. \qquad (П3.14)$$

Значение этого коэффициента зависит от корреляции сечений головных участков и длин линий. Например, при $F_1 = 16$ мм², $F_2 = 25$ мм² (что соответствует предположению, что при малых сечениях головного участка длины линий в среднем меньше) и $\gamma_l = 0{,}3$ значение $k_l = 1{,}13$. Если же принять $F_1 = 25$ мм², а $F_2 = 16$ мм² (менее реальное предположение, что длины линий меньше при бо́льших сечениях головных участков), то $k_l = 0{,}87$.

Значение k_l может быть с достаточной точностью вычислено по формуле, аппроксимирующей выражение (П3.14):

$$k_l = 1 + r_{F,l}\left(\sqrt{1+\gamma_l} - 1\right), \qquad (П3.15)$$

где $r_{F,l}$ – коэффициент корреляции длин линий и сечений их головных участков.

При первом предположении $r_{F,l} = 1$ и по формуле (П3.15) $k_l = 1{,}14$, а при втором предположении $r_{F,l} = -1$ и $k_l = 0{,}86$. Анализ реальных схем линий 0,4 кВ показал, что для линий, питающих сосредоточенные нагрузки, $r_{F,l} \approx 0$ и $k_l = 1$. Для линий, питающих распределенные нагрузки, $r_{F,l} = 0{,}8$ и $k_l = 1{,}11$. В связи с этим для смешанной нагрузки

$$k_l = 1 - d_p + 1{,}11\, d_p = 1 + 0{,}11\, d_p. \qquad (П3.16)$$

Учет неодинаковой плотности тока на головных участках различных линий

Так как в большинстве случаев данных об отпуске энергии в каждую линию нет, суммарный отпуск энергии в сеть 0,4 кВ обычно распределяют между линиями пропорционально сечениям головных участков. Статистический анализ более 1000 линий 0,4 кВ показал, что среднеарифметическое значение разброса плотностей тока составляет около 50 % их среднего значения, в связи с чем расчетное значение коэффициента k_j может быть принято равным

$$k_j = (0{,}5^2 + 1{,}5^2)/2 = 1{,}25. \qquad (П3.17)$$

Учет несимметрии нагрузок фаз

Коэффициент увеличения потерь в линии с несимметричной нагрузкой фаз определяют по формуле

$$k_{нн} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3I_{ср}^2}\left(1 + 1{,}5\frac{R_N}{R_\Phi}\right) - 1{,}5\frac{R_N}{R_\Phi}, \qquad (П3.18)$$

где I_A, I_B, I_C – токи фаз;

R_N и R_Φ – сопротивления нулевого и фазного проводов.

На практике измерить токи фаз во всех линиях 0,4 кВ, находящихся на балансе сетевой организации, трудно, поэтому в практических расчетах целесообразно использовать средние значения коэффициента $k_{нн}$. При относительном отклонении токов фаз от их среднего значения в диапазоне 0,3–0,5 и отношения R_N/R_Φ в диапазоне 1–1,5, коэффициент $k_{нн}$ изменяется в диапазоне от 1,15 до 1,55 ($k_{нн} = 1{,}35 \pm 0{,}2$). Это значение коэффициента может быть применено к линиям с распределенной нагрузкой, представляющей собой нагрузку жилых зданий, преимущественно однофазную. Сосредоточенные нагрузки имеют, как правило, большую долю симметричных, трехфазных нагрузок, поэтому $k_{нн}$ для таких линий находится в диапазоне $1{,}05 \pm 0{,}05$. Общая формула для коэффициента $k_{нн}$ имеет вид:

$$k_{нн} = 1{,}05 + 0{,}3\, d_p. \qquad (П3.19)$$

С учетом изложенного формулы для расчета коэффициентов k_1 и k_2 будут иметь вид:

$$k_1 = (1 - 0{,}63\, d_p)\,(1{,}05 + 0{,}3\, d_p) = 1{,}05 - 0{,}36\, d_p - 0{,}2\, d_p^2; \qquad (П3.20)$$

$$k_2 = 1{,}25\,(1 + 0{,}11\, d_p) = 1{,}25 + 0{,}14\, d_p. \qquad (П3.21)$$

Учет разветвленности линий

При симметрии токов в фазах трехфазной сети ток в нулевом проводе отсутствует, а токи в фазных проводах одинаковы. В двухфазном ответвлении ток в обратном проводе с учетом фазового сдвига токов в проводах на 120° равен току фазного провода. В обоих случаях одинаковые токи текут по трем проводам, поэтому потери в трехфазном и двухфазном участках одинаковы. В однофазном же ответвлении одинаковый ток течет по двум проводам – фазному и нулевому, в связи с чем потери составляют 2/3 потерь в трехфазном участке такой же длины.

Коэффициенты приведения длин двухфазных и однофазных ответвлений к длине трехфазного участка могут быть получены для типовых схем распределения суммарной нагрузки между ответвлениями. Анализ многочисленных схем линий 0,4 кВ показал, что обычно число неполнофазных ответвлений от линии составляет либо три однофазных, либо одно двухфазное и одно однофазное (что обусловлено необходимостью равномерного распределения нагрузки между фазами).

Ток в проводе каждого из трех однофазных ответвлений составляет 1/3 суммарного тока трех фаз трехфазного участка, а потери –

1/9 потерь в трехфазном участке. Ввиду протекания того же тока в обратном проводе потери становятся равными 2/9 потерь в трехфазном участке. В связи с этим коэффициент приведения длины однофазных ответвлений к эквивалентной длине трехфазного участка составляет 2/9 = 0,22. В двухфазном ответвления суммарный ток в фазах составляет 2/3 суммы токов трехфазного участка, а потери – 4/9, что соответствует коэффициенту приведения 0,44. В соответствии с полученными соотношениями эквивалентную длину линии 0,4 кВ определяют по формуле (2.54).

Данная формула применима к наиболее широко распространенным проводам из алюминия. В ряде случаев некоторые участки линии могут быть проложены стальными или медными проводами. Сопротивление стального провода в среднем в 4 раза больше, чем алюминиевого провода такого же сечения, а сопротивление медного провода составляет 0,6 сопротивления алюминиевого, поэтому при их наличии в магистрали или ответвлениях в формулу (2.54) подставляют длины, определяемые по формуле (2.55).

Формула (П3.10) выведена в предположении о распределении суммарной энергии между нагрузками, расположенными по длине линии и сосредоточенными в ее конце. В действительности часть энергии потребляется непосредственно с шин 0,4 кВ ТП или на незначительном расстоянии от него («беспотерьное» потребление). Например, в сельской местности ТП обычно проектировались рядом с относительно крупными потребителями – домами культуры, магазинами и т. п. Долю «беспотерьного» потребления энергии $d_н$ можно принять близкой к доле коммунальных нагрузок (без бытовых абонентов). С учетом этого формула для расчета потерь электроэнергии в N линиях приобретет вид:

$$\Delta W = 7{,}42\, k_1 k_2 \frac{W_{ср}^2 \left(1-d_н\right)^2 \left(1+\mathrm{tg}^2\varphi\right) k_ф^2}{Д} \cdot \frac{L_{экв\Sigma}}{F_г}. \qquad (П3.22)$$

Обозначая произведение 7,42 k_1 k_2 через коэффициент $k_{0,4}$, получим окончательную формулу (2.53).

С учетом формулы (П3.20) коэффициент $k_{0,4}$ при расчете потерь электроэнергии в одной линии (k_2 = 1) определяют по формуле (2.56), а в совокупности линий (k_2 = 1,25 + 0,14 $d_р$) – по формуле (2.57).

Все приведенные формулы соответствуют сетям напряжением 400/230 В. В некоторых регионах сохранились старые сети с напряжением 220/127 В. Для расчета потерь в таких сетях в формулы вводится коэффициент 3.

Расчет потерь электроэнергии на основе измеренных максимальных потерь напряжения в линии

Для линии с сосредоточенной в конце нагрузкой и сопротивлением $R + jX$ относительные потери мощности и напряжения в максимум нагрузки выражаются формулами:

$$\Delta P_\% = \frac{P^2+Q^2}{PU^2} R\,100 = \frac{PR}{U^2}\left(1+\mathrm{tg}^2\varphi\right)100; \qquad (П3.23)$$

$$\Delta U_\% = \frac{PR+QX}{U^2} 100 = \frac{PR}{U^2}\left(1+\xi\,\mathrm{tg}\varphi\right)100. \qquad (П3.24)$$

Из этих уравнений непосредственно следует:

$$\Delta P_\% = \Delta U_\% \frac{1+\mathrm{tg}^2\varphi}{1+\xi\,\mathrm{tg}\varphi} = \Delta U_\% k_{м/н}, \qquad (П3.25)$$

где $k_{м/н}$ – коэффициент, характеризующий соотношение относительных потерь мощности и относительных потерь напряжения;

$\xi = x_0 / r_0$ – отношение реактивного сопротивления линии к активному.

При расчете потерь в линии с одинаковыми проводами на всех участках

$$k_{м/н} = \frac{\Delta P_\%}{\Delta U_\%} = \frac{1+\mathrm{tg}^2\varphi}{1+\xi\,\mathrm{tg}\varphi}. \qquad (П3.26)$$

Для ВЛ $x_0 \approx 0{,}4$ Ом/км, а $r_0 \approx 28{,}5/F_г$, где $F_г$ – сечение провода головного участка, $\xi = F/71$. Учитывая уменьшение сечения проводов по мере удаления от ТП (особенно на ответвлении, в удаленной точке которого и проводят измерения напряжения), эквивалентное значение ξ снижается. Для практических расчетов примем $\xi = F_г/100$. При этом формула для коэффициента $k_{м/н}$ будет иметь вид:

$$k_{м/н} = \frac{\Delta P_\%}{\Delta U_\%} = \frac{1+\mathrm{tg}^2\varphi}{1+F_г\,\mathrm{tg}\varphi/100}. \qquad (П3.27)$$

Для кабельных линий $\xi = 0$ и $k_{м/н} = 1 + \mathrm{tg}^2\varphi$.

Для линии с равномерно распределенной нагрузкой

$$\Delta P_\% = \frac{P_г\left(1+\mathrm{tg}^2\varphi\right)}{U^2} \cdot \frac{r_0 L}{3} 100; \qquad (П3.28)$$

$$\Delta U_\% = \frac{100}{U^2}\left(1+\xi\,\mathrm{tg}\varphi\right) P_г r_0 \int_0^L \frac{L-l}{L}\,dl = \frac{100}{U^2}\left(1+\xi\,\mathrm{tg}\varphi\right) P_г r_0 \frac{L}{2}. \qquad (П3.29)$$

Разделив (П2.28) на (П2.29) и учитывая принятое значение $\xi = F_г/100$, получим:

$$k_{м/н} = \frac{\Delta P_\%}{\Delta U_\%} = \frac{2}{3} \cdot \frac{1+\mathrm{tg}^2\varphi}{1+F_г\,\mathrm{tg}\varphi/100}. \qquad (П3.30)$$

Значение дроби 2/3 соответствует равномерному распределению нагрузки вдоль линии.

В соответствии с (П3.5) потери мощности в идеализированной линии с n одинаковыми нагрузками, присоединенными на одинаковом расстоянии друг от друга, уменьшаются по сравнению с потерями мощности в линии с нагрузкой, сосредоточенной в конце в $(n+1)(2n+1)/6n^2$ раз (при росте n эта величина стремится к значению 1/3).

Потери напряжения в такой линии определяются по формуле

$$\Delta U = r_0 \frac{L}{n} \cdot \frac{P_Г(1+\xi\,\mathrm{tg}\varphi)}{U} \cdot \left(1+\frac{n-1}{n}+\frac{n-2}{n}+\frac{n-3}{n}+\ldots\right) = r_0 L\, P_Г(1+\xi\,\mathrm{tg}\varphi)\frac{n+1}{2n}. \qquad (П3.31)$$

Из формулы (П3.31) следует, что потери напряжения в линии с n одинаковыми нагрузками по сравнению с линией, нагрузка которой сосредоточена в конце, уменьшаются в $(n+1)/2n$ раз. При росте n эта величина стремится к значению 1/2, то есть при равномерно распределенной нагрузке потери напряжения уменьшаются в 2 раза. Коэффициент 2/3 в формуле (П3.30) является предельным соотношением величин $(n+1)(2n+1)/6n^2$ и $(n+1)/2n$, равным $(2n+1)/3n$. Например, при $n = 10$ значение $(2n+1)/3n = 0{,}7$.

Следует отметить, что соотношения (П3.5) и (П3.31) выведены для идеализированной линии, представляющей собой магистраль без ответвлений. Иногда в публикациях встречаются попытки типизировать схемы линий 0,4 кВ, представив несколько идеализированных схем с различной конфигурацией, для которых вычисляют данный коэффициент.

Любая реальная линия отличается от идеализированных типовых схем: длины участков в реальных линиях неодинаковы, ответвления в некоторых узлах могут отсутствовать, а в других они могут иметь другие длины и т. п. Попытки поставить конкретную схему в соответствие с определенным типом идеализированной схемы приводят к бо́льшим затратам труда, чем ввод схемы реальной линии в компьютер для проведения точного расчета. Рассмотрение конкретных схем тем более затруднено, когда речь идет об оценке суммарных потерь во всех линиях 0,4 кВ, находящихся на балансе сетевой организации.

Для практических расчетов можно принять значение этого коэффициента для линий с распределенной нагрузкой равным 0,75. Общая формула для любого распределения нагрузки имеет вид:

$$k_{м/н} = (1-0{,}25\,d_р) \cdot \frac{1+\mathrm{tg}^2\varphi}{1+F_г\,\mathrm{tg}\varphi/100}. \qquad (П3.32)$$

Переходя от потерь мощности к потерям электроэнергии и обозначая произведение коэффициента $k_{м/н}$ на коэффициент $k_{э/м}$ (2.49) через $k_{э/н}$ и учитывая коэффициент несимметрии $k_{нн}$, получим окончательную формулу для расчета относительных потерь электроэнергии:

$$\Delta W_\% = \Delta U_\%\, k_{э/н}\, k_{нн} = \Delta U_\% \frac{1+\mathrm{tg}^2\varphi}{1+F\,\mathrm{tg}\varphi/100} \cdot \frac{1+2k_з}{3}(1-0{,}25\,d_р)\,k_{нн}. \qquad (П3.33)$$

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

ПОГРЕШНОСТИ МЕТОДОВ РАСЧЕТА НАГРУЗОЧНЫХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Структура погрешностей расчета нагрузочных потерь электроэнергии рассмотрена в п. 5.5.2. Ниже приведены способы определения их численных значений для конкретных расчетных схем сетей.

Погрешность неадекватности

Влияние неоднородности нагрузок (неодинаковости графиков нагрузки) на погрешность расчета потерь электроэнергии рассмотрим на примере простой схемы, представляющей собой две ветви со своими графиками нагрузки и сопротивлениями R_1 и R_2 и общую ветвь с сопротивлением R_0, по которой передается их суммарная нагрузка (рис. П4.1).

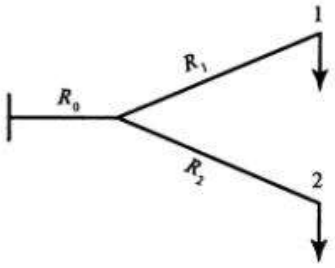


Рис. П4.1. Схема радиальной сети с двумя нагрузочными узлами

Точное значение потерь электроэнергии ΔW в такой схеме определяют, суммируя потери, рассчитанные для каждого участка по его нагрузкам на каждой ступени графика нагрузки. Такое же значение потерь будет и при расчетах методами 1 и 2 (см. гл. 2), если использовать τ_i и $k_{\phi i}^2$, определенные для каждого участка по его графику:

$$\Delta W = \frac{P_{\text{макс}\,0}^2 R_0 \tau_0 + P_{\text{макс}\,1}^2 R_1 \tau_1 + P_{\text{макс}\,2}^2 R_2 \tau_2}{U^2} T; \qquad (\text{П4.1})$$

$$\Delta W = \frac{P_{\text{ср}\,0}^2 R_0 k_{\phi 0}^2 + P_{\text{ср}\,1}^2 R_1 k_{\phi 1}^2 + P_{\text{ср}\,2}^2 R_2 k_{\phi 2}^2}{U^2} T. \qquad (\text{П4.2})$$

Интегрирующие множители при расчете потерь электроэнергии определяются по графику суммарной нагрузки, более заполненному и, как следствие, имеющему более высокие значения τ_Σ и более низкие $k_{\phi\Sigma}^2$, чем значения τ_i и $k_{\phi i}^2$ для элементов сети (погрешность неадекватности первого рода). При расчете режима максимальной нагрузки сети получают суммарные потери мощности в сети в этом режиме. При этом в расчет попадают нагрузки узлов, соответствующие часам максимальной нагрузки сети в целом. При неодинаковости графиков нагрузки узлов они оказываются меньше собственных максимальных нагрузок (погрешность неадекватности второго рода).

Формулы для расчета потерь электроэнергии с использованием τ_{0i} и $k_{\phi i}^2$, рассчитанных для каждого участка по его графику, имеют вид:

$$\Delta W = \frac{P_{\text{макс}\,0}^2 R_0 \tau_{0\Sigma} + P_{\text{макс}\,1}^2 R_1 \tau_{01} + P_{\text{макс}\,2}^2 R_2 \tau_{02}}{U^2} T; \qquad (\text{П4.3})$$

$$\Delta W = \frac{P_{\text{ср}\,0}^2 R_0 k_{\phi\Sigma}^2 + P_{\text{ср}\,1}^2 R_1 k_{\phi 1}^2 + P_{\text{ср}\,2}^2 R_2 k_{\phi 2}^2}{U^2} T. \qquad (\text{П4.4})$$

Потери электроэнергии, определяемые на основании расчета потерь мощности в режиме максимальной нагрузки сети, определяют по формуле

$$\Delta W = \frac{P_{\text{макс}\,\Sigma 0}^2 R_0 + P_{\text{макс}\,\Sigma 1}^2 R_1 + P_{\text{макс}\,\Sigma 2}^2 R_2}{U^2} \tau_{0\Sigma} T, \qquad (\text{П4.5})$$

а при расчете по средним нагрузкам – по формуле

$$\Delta W = \frac{P_{\text{ср}\,0}^2 R_0 + P_{\text{ср}\,1}^2 R_1 + P_{\text{ср}\,2}^2 R_2}{U^2} k_{\phi\Sigma}^2 T. \qquad (\text{П4.6})$$

В формуле (П4.5) нагрузки ветвей с индексом «Σ» соответствуют часам максимальной нагрузки сети.

Для большей наглядности расчета проведем его в относительных единицах, приняв $T = 1$ и $U = 1$. Сопротивление общей ветви $R_0 = 0{,}5$, а ветвей $R_1 = R_2 = 1{,}0$. Графики нагрузки узлов имеют две ступени продолжительностью 0,5 каждая. Ординаты графиков нагрузки узлов 1 и 2 варьируются от значения 0,5 до 2,5; при этом сумма нагрузок узлов на каждой ступени графика (нагрузка общей ветви) составляет 3,0. Например, в варианте с нагрузками на ступенях графика первого узла 2,0 (0,5) нагрузки на ступенях графика второго узла принимаются равными 1,0 (2,5). В этом случае $\tau_0 = k_{\phi 0}^2 = 1$, потери в общей ветви постоянны и равны 9,0. В качестве режима максимальной нагрузки сети примем режим на первой ступени графиков. Такие условия облегчают сопоставление результатов расчетов и делают более ясными причины возникновения погрешности неадекватности. Любой результат читатель может легко проверить с помощью обычного калькулятора.

Количество вариантов при принятых условиях составляет 25. Для примера в табл. П4.1 приведены результаты расчетов потерь в ветвях 1 и 2 для трех вариантов графиков нагрузок. Погрешности расчетов приведены в числителе значений в двух последних столбцах таблицы.

Таблица П4.1

Характеристики графиков нагрузки и погрешности расчетов потерь

Нагрузки узлов на ступенях 1 (2)		Потери электроэнергии в ветвях			Погрешность суммарных потерь, %	
P_1	P_2	Эталон	Метод 1	Метод 2	Метод 1	Метод 2
Вариант № 1						
2,0 (1,0)	1,0 (2,0)	2,5 + 2,5 = 5,0	4,0 + 1,0 = 5,0	2,25 + 2,25 = = 4,5	0 / 0	–10 / 0
Вариант № 2						
2,0 (0,5)	1,0 (2,5)	2,13 + 3,62 = = 5,75	4,0 + 1,0 = 5,0	1,56 + 3,07 = = 4,63	–13 / 6,2	–19,6 / 1,1
Вариант № 3						
2,5 (1,5)	0,5 (1,5)	4,25 + 1,25 = = 5,5	6,25 + 0,25 = = 6,5	4,0 + 1,0 = 5,0	18,6 / –2,9	–9,1 / 2,3

Погрешность метода 1 положительна для ситуаций, когда в суммарной погрешности превалирует погрешность неадекватности первого рода (вариант 3), и отрицательна при превалировании погрешности неадекватности второго рода (вариант 2). В последнем варианте существенно занижаются потери в ветви 2 на второй ступени графика в связи с непопаданием максимальной нагрузки этой ветви в режим максимальной нагрузки сети. Погрешность метода 2 во всех вариантах отрицательна (действует только погрешность неадекватности первого рода).

В табл. П4.1 приведены погрешности суммарных потерь в сети. Погрешности же потерь в отдельных ветвях в методе 1 более существенны, чем в методе 2. Из проведенного анализа следует вывод о том, что если использование метода 1 для расчета суммарных потерь в сети еще может оказаться возможным (погрешности в определенной мере могут быть скомпенсированы введением корректирующего коэффициента), то потери в элементах сети оказываются существенно искаженными. В методе 2 они более достоверны, хотя тоже имеют существенные погрешности.

Средние погрешности по 25 вариантам составили 0 % для метода 1 и –9,1 % для метода 2. Эти результаты говорят о том, что в средней погрешности метода 1 для всего спектра сочетаний неоднородности погрешность неадекватности первого рода компенсирует

погрешность неадекватности второго рода. Это понятно в связи с симметричностью вариантов (в обоих узлах перебираются одинаковые варианты нагрузок, а $R_1 = R_2$), поэтому каждому варианту с положительной погрешностью соответствует вариант с такой же отрицательной погрешностью. Однако расчетчику приходится иметь дело не со всем спектром сочетаний неоднородности, а с конкретной неоднородностью нагрузок в своей схеме. В различных вариантах неоднородности нагрузок в методе 1 она изменялась от +18,2 % до –18,2 % (среднеквадратический размах отклонения 10,6 %). В методе 2 погрешность изменялась от 0 до –30,8 % (9,3 %).

Для компенсации погрешности неадекватности в расчетные формулы были введены корректирующие коэффициенты (коэффициенты неоднородности нагрузок узлов), определяемые по формулам (2.30). Систематические погрешности расчетов при их введении оказались равными 0,3 % и 0,8 %, а среднеквадратические размахи отклонений снизились с 10,6 % до 2,6 % и с 9,3 % до 0,9 %. Для трех вариантов расчета, приведенных в табл. П4.1, погрешности снизились до значений, указанных в знаменателе в двух последних столбцах таблицы.

Следует отметить, что численные значения k_y, рассчитанные по формулам (2.30), непосредственно могут быть применены только к лучевой схеме, в которой все участки отходят от одного узла и графики нагрузки ветвей соответствуют графикам нагрузки узлов. В реальных сетях график нагрузки каждой ветви формируется нагрузками всех узлов в соответствии с коэффициентами их распределения. Корректирующие коэффициенты, учитывающие неоднородность графиков нагрузок ветвей k_p, могут быть определены на основе известных коэффициентов распределения по ветвям узловых нагрузок в каждом часовом режиме. Для этого необходимо провести расчеты всех часовых режимов, что делает задачу уточнения расчетов методами 1 и 2 бессмысленной, так как проведенные расчеты уже являются базой для метода 3, свободного от данных погрешностей. Однако общие характеристики распределения нагрузок узлов по ветвям позволяют получить наиболее вероятные значения корректирующих коэффициентов для реальных сетей. В частности, нет оснований предполагать, что в сети с большим числом узлов все узлы с неоднородными нагрузками сконцентрированы в какой-либо одной ее части. Более правильным является допущение о равномерном распределении по сети узлов с различными графиками нагрузок. В основных (замкнутых) сетях, как правило, имеется несколько ЦП. Неоднородность нагрузок узлов постепенно компенсируется в ветвях по мере приближения к ЦП. При таком «линейном» допущении корректирующие коэффициенты к расчетным

потерям могут быть приняты равными средним значениям между единицей и коэффициентами неоднородности узловых нагрузок: $k_р = (1 + k_у) / 2$.

В радиальных линиях основная часть потерь (порядка 2/3 суммарных потерь) приходится на головной участок, график нагрузки которого и является графиком суммарной нагрузки линии, и на несколько участков магистрали, графики которых близки к графику суммарной нагрузки. Влияние неоднородности нагрузок узлов испытывают лишь удаленные ветви, потери в которых составляют 1/3 суммарных потерь. При принятом распределении потерь корректирующий коэффициент к расчетным потерям можно определить как $k_р = (5 + k_у) / 6$. Например, при $k_у = 1{,}16$ корректирующий коэффициент для замкнутых сетей $k_р = 1{,}08$, а для радиальных сетей $k_р = 1{,}027$.

Расчеты, проведенные по программам комплекса РАП-стандарт для многочисленных реальных схем, подтвердили эффективность применения корректирующих коэффициентов. При применении коэффициентов $k_р$, рассчитанных на основе описанных выше допущений, размахи отклонений несколько увеличились по сравнению с рассмотренной идеализированной схемой (с 2,6 % до 3,5 % и с 0,9 % и 1,5 %).

Погрешность, обусловленная использованием параметров графиков дня контрольных замеров для всего расчетного периода

Суточные графики отличаются не только потребляемой энергией, но и своими конфигурациями (временна́я неоднородность графиков) и, соответственно, значениями $k_ф^2$. Использование $k_ф^2$, определенного по графику дня контрольных замеров (то есть по графику одного из рабочих дней), вносит погрешность $\delta_{вр}$, которая может быть как положительной, так и отрицательной и зависит от вариации значений $k_ф^2$ графиков нагрузки в различные сутки. Эту погрешность трудно связать с каким-либо обобщенным параметром, так как определить ее можно, только рассчитав $k_ф^2$ для *всех* суток расчетного периода и сопоставив их с его значением для дня контрольных замеров. Что практически невозможно.

Расчеты $k_ф^2$ для суточных графиков недельного интервала, проведенные для ряда предприятий, показали, что эта погрешность колеблется в интервале 0,5 – 2,5 %, причем большее значение соответствует узлам с меньшим потреблением. Для обобщенного анализа можно принять эту погрешность равной 1,5 %. Эта погрешность проявляется во всех методах.

Методическая погрешность приближенных формул расчета τ и $k_ф^2$

В практических расчетах редко используют формулы (2.4) и (2.5), так как только за месяц необходимо обработать 720–744 часовых замеров суммарной нагрузки сети. Значения τ и $k_ф^2$ определяют по приближенным формулам (2.16) и (2.17) в зависимости от коэффициента заполнения графика нагрузки $k_з$. Методическая погрешность, вносимая использованием приближенных формул, подробно рассмотрена в прил. 1. Ее зависимость от значения $k_з$ выражена формулами (5.24) и (5.25).

Погрешность расчета потерь, обусловленная погрешностями данных об узловых нагрузках

Известно, что сумма нагрузок узлов, полученных при контрольных замерах, часто существенно отличается от суммарной нагрузки сети. В связи с этим применяются процедуры балансировки нагрузок узлов и суммарной нагрузки. Очевидно, что режим, полученный таким образом (сбалансированный режим), отличается от неизвестного фактического режима, хотя и удовлетворяет условию баланса.

Определим вероятностные характеристики случайной величины потерь мощности в сбалансированном режиме:

$$\Delta P = \frac{P_Σ^2 \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{n} P_i P_j R_{ij}}{U^2 \left(\sum_{i=1}^{n} P_i \right)^2} = \frac{u}{v}. \qquad (П4.7)$$

где P_i и P_j – случайные величины нагрузок узлов;

U – среднее напряжение.

Так как погрешности в задаваемых нагрузках узлов трактуются как симметричные, обозначения P_i и P_j в дальнейшем будем использовать как математические ожидания нагрузок.

При учете только первого члена разложения функции (П4.7) в ряд Тейлора $\sum_{i=1}^{n} P_i = P_Σ$, поэтому математическое ожидание величины ΔP равно его значению, определяемому при задаваемых нагрузках узлов:

$$m[\Delta P] = \Delta P = \frac{1}{U^2} \sum_{j=1}^{n} \sum_{j=1}^{n} P_i P_j R_{ij} = \frac{A}{U^2}. \qquad (П4.8)$$

Дисперсия случайной величины ΔP определяется по формуле

$$D[\Delta P] = \sum_{i=1}^{n} \left(\frac{\partial \Delta P}{\partial P_i} \right)^2 D_{P_i}, \qquad (П4.9)$$

где D_{Pi} – дисперсия случайной величины нагрузки i-го узла, равная квадрату размаха погрешности узловой нагрузки δP_i.

В соответствии с правилами определения производных частную производную функции (П4.7) по нагрузке i-го узла определяют по формуле

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial P_i} = \frac{u'v - v'u}{v^2}. \qquad (П4.10)$$

Производные от числителя и знаменателя функции (П4.7) по нагрузке узлов в точке их математических ожиданий равны:

$$u'_i = 2P_\Sigma^2 \sum_{j=1}^{n} P_i R_{ij} = 2P_\Sigma^2 c_i. \qquad (П4.11)$$

$$v'_i = 2U^2 \sum_{j=1}^{n} P_j = 2U^2 P_\Sigma. \qquad (П4.12)$$

Подставляя (П4.11) и (П4.12) в (П4.10), получим:

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial P_i} = 2\frac{c_i P_\Sigma - A}{U^2 P_\Sigma}. \qquad (П4.13)$$

Подставляя производные (П4.13) в (П4.9), получим:

$$D[\Delta P] = \frac{4}{U^4 P_\Sigma^2} \sum_{i=1}^{n} (c_i P_\Sigma - A)^2 D_{Pi}. \qquad (П4.14)$$

Погрешность расчета потерь мощности в абсолютных единицах с учетом соотношения $D_{Pi} = \delta_{ni}^2 P_i^2$, где δ_{ni} – относительная погрешность нагрузки в i-м узле, составит:

$$\Delta_{\Delta P} = \sqrt{D[\Delta P]} = \frac{2}{U^2 P_\Sigma} \sqrt{\sum_{i=1}^{n} (c_i P_\Sigma - A)^2 \delta_{ni}^2 P_i^2}. \qquad (П4.15)$$

Относительная погрешность расчета потерь мощности составит:

$$\delta_{\Delta P} = \frac{\sqrt{D[\Delta P]}}{m[\Delta P]} = \frac{2}{\Delta P U^2 P_\Sigma} \sqrt{\sum_{i=1}^{n} (c_i P_\Sigma - A)^2 \delta_{ni}^2 P_i^2}. \qquad (П4.16)$$

Подставляя в (П4.16) $A = \Delta P\, U^2$, вынося U^2 за корень и обозначая погрешность расчета потерь для сбалансированного режима $\delta_{у.сб}$, получим окончательную формулу (5.26).

При одинаковой относительной погрешности нагрузок во всех узлах $\delta_{ni} = idem = \delta_н$ и формула (5.26) приобретает вид:

$$\delta_{у.сб} = \frac{2\delta_н}{P_\Sigma \Delta P} \sqrt{\sum_{i=1}^{n} (a c_i - \Delta P)^2 P_i^2} = k_{сб}\, \delta_н, \qquad (П4.17)$$

где $a = P_\Sigma / U^2$; $k_{сб}$ – коэффициент, связывающий погрешность узловых нагрузок с погрешностью расчета потерь мощности в сети.

Следует иметь в виду, что формула (5.26) связывает относительную погрешность расчета потерь мощности с относительными погрешностями узловых нагрузок, то есть все погрешности определены по отношению к *своим* абсолютным величинам.

При расчете потерь в радиальных сетях 35–110 кВ суммарная нагрузка сети может быть неизвестна (отсутствует система головного учета). Суммарная нагрузка неизвестна и при проектировании сети – ее получают в процессе расчета как сумму нагрузок узлов и потерь в сети. В этом случае балансировать узловые нагрузки не с чем и необходимо определить вероятностные характеристики величины

$$\Delta P = \frac{1}{U^2} \sum_{j=1}^{n} \sum_{j=1}^{n} P_i P_j R_{ij}. \qquad (П4.18)$$

Частная производная функции (П4.18)

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial P_j} = 2\frac{c_j}{U^2}. \qquad (П4.19)$$

Выполнив операции, аналогичные проведенным выше, получим формулы для погрешностей потерь мощности в абсолютных единицах:

$$\Delta_{у.нб} = \frac{2}{U^2} \sqrt{\sum_{i=1}^{n} c_i^2 \delta_{ni}^2 P_i^2}. \qquad (П4.20)$$

В относительных единицах погрешность вычисляют по формуле (5.28).

При одинаковой относительной погрешности нагрузок во всех узлах $\delta_{ni} = idem = \delta_н$ и формула (5.28) приобретает вид:

$$\delta_{у.нб} = \frac{2\delta_н}{U^2 \Delta P} \sqrt{\sum_{i=1}^{n} c_i^2 P_i^2} = k_{нб}\, \delta_н. \qquad (П4.21)$$

Как видно из приведенных формул, погрешность расчета потерь мощности в сети определяется среднеквадратическим взвешиванием параметров узлов. Определить вклад каждого узла в погрешность расчета потерь таким образом, чтобы сумма вкладов была равна суммарной погрешности, теоретически невозможно. Поэтому при определении узлов, нагрузки которых целесообразно уточнять в первую очередь (например, с помощью приоритетного оснащения средствами ТИ), необходимо провести следующие расчеты.

Вклад каждого узла определяют как разность значений $\delta_у$, рассчитанных для исходных условий и условий, при которых значение δ_{ni} данного узла принимают равным нулю (или сниженному значению δ_{ni}). Этот эффект соответствует ситуации, когда нагрузка данного узла уточняется, а в других узлах ничего не изменяется.

Для выявления узла с наибольшим эффектом такие расчеты должны быть проведены при поочередном приравнивании нулю значения $\delta_{нi}$ каждого из рассматриваемых узлов. После выявления первоочередного узла производят новую серию расчетов, в которых поочередно приравнивают нулю значения $\delta_{нi}$ оставшихся узлов при одновременном сохранении условия $\delta_i = 0$ в уже выбранном узле. Таким образом составляют ранжированный перечень узлов с соответствующими им эффектами.

Для экспресс-оценки вклада каждого узла в погрешность расчета потерь можно использовать значения, определяемые по формулам:

$$\delta_{у.сбi} = \frac{2\delta_{нi}}{P_\Sigma \Delta P} abs\left(a c_i - \Delta P\right) P_i; \qquad (П4.22)$$

$$\delta_{у.ибi} = \frac{2\delta_{нi}}{U^2 \Delta P} c_i P_i. \qquad (П4.23)$$

Эти значения представляют собой составляющие сумм в подкоренных выражениях. Они определяются непосредственно при расчете $\delta_у$, поэтому серии расчетов проводить не нужно. Однако следует иметь в виду, что эти значения не являются эффектом от уточнения нагрузок узлов и могут использоваться лишь для выявления узлов, в наибольшей степени влияющих на точность расчета потерь электроэнергии.

Следует отметить, что принятое при выводе всех формул допущение об учете только первых членов разложения математического ожидания и дисперсии функции (П4.7) в ряд Тейлора соответствует линеаризации квадратичной функции в зоне математических ожиданий нагрузок. На самом деле при одной и той же погрешности в нагрузке в положительную или отрицательную сторону погрешности в потерях различаются. Например, при базовой нагрузке 10 единиц и погрешности в 1 единицу максимальные потери пропорциональны $11^2 = 121$, а минимальные $9^2 = 81$. В первом случае погрешность составляет +21 %, а во втором −19 %. По формулам же будет вычислена симметричная погрешность ±20 %, то есть несколько занижается положительная погрешность и завышается отрицательная. Неточности рассчитываемых погрешностей тем больше, чем больше погрешности в нагрузках. Тем не менее для практических расчетов применение полученных формул можно считать допустимым. Для уточнения расчета (если это необходимо) можно при выводе формул учитывать вторые члены разложения функции, для чего необходимо определить ее вторые производные.

Для иллюстрации численных значений погрешностей вычислим их для схемы замкнутой сети, изображенной на рис. П4.2.

Значения узловых сопротивлений R_{ij} определяют на основе предварительно составленной матрицы узловых проводимостей G_{ij}, диагональные элементы которой ($i = j$) представляют собой сумму проводимостей ветвей, присоединенных к данному узлу, а каждый внедиагональный элемент (взаимная узловая проводимость узлов i и j) является взятой со знаком минус проводимостью ветви, соединяющей данные узлы. Матрицу в целом обычно обозначают жирным символом ($\boldsymbol{G}$ и $\boldsymbol{R}$, соответственно), а ее составляющие приводят в таблице, ограниченной вертикальными чертами.

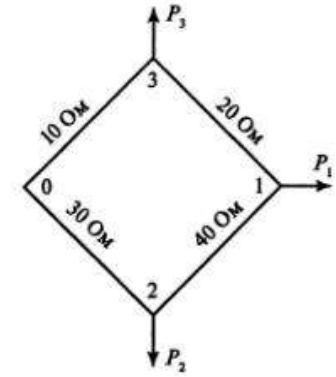


Рис. П4.2. Схема замкнутой сети 220 кВ

Матрица узловых проводимостей легко определяется по схеме сети и для рассматриваемой схемы имеет вид:

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

Матрица узловых сопротивлений для замкнутой сети определяется как обратная матрица $\boldsymbol{G}^{-1}$. Процедура обращения матриц довольно сложна для численной иллюстрации; она осуществляется с помощью специальных программ.

Для схемы рис. П4.2 матрица узловых активных сопротивлений имеет вид:

$$\boldsymbol{R} = \boldsymbol{G}^{-1} = \begin{vmatrix} 21 & 9 & 7 \\ 9 & 21 & 3 \\ 7 & 3 & 9 \end{vmatrix}. \qquad (П4.24)$$

В соответствии с правилами перемножения матриц каждый член матрицы-произведения представляет собой сумму произведений членов i-строки первой матрицы на члены j-го столбца второй матрицы. Произведение прямой и обратной матриц дает матрицу, диагональные члены которой равны 1, а внедиагональные – нулю. В этом легко убедиться, перемножив матрицы $\boldsymbol{G}$ и $\boldsymbol{R}$.

При узловых нагрузках рассматриваемой схемы

$$\boldsymbol{P} = |50\ 60\ 100|\ \text{МВт}$$

(сумма нагрузок узлов 210 МВт) и номинальном напряжении сети $U = 220$ кВ потери мощности в ней составят:

$$\Delta P = \frac{1}{U^2} P R P_t = \frac{1}{220^2} \begin{vmatrix} 50 & 60 & 100 \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} 21 & 9 & 7 \\ 9 & 21 & 3 \\ 7 & 3 & 9 \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} 50 \\ 60 \\ 100 \end{vmatrix} = 7{,}8 \text{ МВт}. \quad (П4.25)$$

В формуле (П4.25) символом P_t обозначена транспонированная матрица P, то есть матрица, в которой строка записана в виде столбца. В соответствии с рассчитанными потерями суммарная нагрузка сети составляет 217,8 МВт. Определим составляющие формул (5.26) и (5.28):

$$a = 217{,}8 / 220^2 = 4{,}5 \cdot 10^{-3};$$

$$c_1 = 50 \cdot 21 + 60 \cdot 9 + 100 \cdot 7 = 2{,}29 \cdot 10^3;$$

$$c_2 = 50 \cdot 9 + 60 \cdot 21 + 100 \cdot 3 = 2{,}01 \cdot 10^3;$$

$$c_3 = 50 \cdot 7 + 60 \cdot 3 + 100 \cdot 9 = 1{,}43 \cdot 10^3.$$

Подставляя эти значения в формулы (5.26) и (5.28), получим: $\delta_{у.сб} = 0{,}24\delta_и$ и $\delta_{у.нб} = 1{,}14\delta_и$. Из сопоставления полученных величин следует, что при одинаковых погрешностях узловых нагрузок наличие дисциплинирующего условия (известной суммарной нагрузки сети) обеспечивает снижение погрешности в расчетных потерях мощности в рассмотренной схеме в 1,14 / 0,24 = 4,8 раза.

Погрешности в расчетных значениях максимальных нагрузок, полученных по контрольным замерам, составляют не менее 10 %. При этом погрешности в потерях мощности для рассматриваемых случаев составят 2,4 % и 11,4 % соответственно. Погрешности в нагрузках узлов, определенных по показаниям счетчиков, не превышают 2 %, соответственно и погрешности в потерях мощности при использовании методов 2 и 3 оказываются в 5 раз меньшими: $\delta_{у.сб} = 0{,}24 \cdot 2 = 0{,}48$ %; $\delta_{у.нб} = 1{,}14 \cdot 2 = 2{,}28$ %.

Данные погрешности можно рассчитать для каждого режима. Если же принять относительные погрешности узловых нагрузок одинаковыми во всех режимах, то погрешность в расчетных потерях электроэнергии можно считать равной погрешности, вычисленной для любого режима (в том числе и режима максимальной нагрузки сети).

В практике расчетов собственных и взаимных сопротивлений математической процедурой обращения матриц обычно не пользуются. Их определяют численным методом, суть которого состоит в следующем. В сети, представленной только активными сопротивлениями, без емкостных проводимостей и без нагрузок, в одном из узлов задают небольшую нагрузку и рассчитывают режим напряжения. Частное от деления снижения напряжения в данном узле на его токовую нагрузку и есть собственное узловое сопротивление R_{ii}.

Частные от деления снижения напряжения в каждом из остальных узлов на эту же токовую нагрузку представляют собой взаимные сопротивления R_{ij}. Такие расчеты проводят, задавая последовательно нагрузки в каждом узле. В данном случае режим напряжений необходимо рассчитывать с большой точностью. При использовании обычно применяемых программ расчета УР допустимый небаланс нагрузок в узлах необходимо устанавливать на минимальном уровне. Аналогичным образом по схеме, представленной только реактивными сопротивлениями, можно рассчитать собственные и взаимные реактивные сопротивления.

Для получения матрицы узловых сопротивлений радиальной сети не требуется применять процедуру обращения матриц, она легко определяется непосредственно по схеме сети. Каждый диагональный элемент матрицы представляет собой сумму сопротивлений участков от рассматриваемого узла до ЦП, а внедиагональный – сумму сопротивлений участков, общих для рассматриваемой пары узлов. Например, для схемы радиальной сети 10 кВ, изображенной на рис. П4.3, матрица узловых сопротивлений имеет вид (диагональные элементы даны в виде суммы узловых сопротивлений линии и сопротивлений трансформаторов):

$$R = \begin{vmatrix} 2{,}2+5{,}9 & 2{,}2 & 0{,}7 & 0{,}7 & 0{,}7 & 0{,}7 \\ 2{,}2 & 3{,}1+5{,}9 & 0{,}7 & 0{,}7 & 0{,}7 & 0{,}7 \\ 0{,}7 & 0{,}7 & 3{,}5+5{,}9 & 3{,}5 & 3{,}5 & 3{,}5 \\ 0{,}7 & 0{,}7 & 3{,}5 & 4{,}8+5{,}9 & 3{,}5 & 3{,}5 \\ 0{,}7 & 0{,}7 & 3{,}5 & 3{,}5 & 5{,}5+5{,}9 & 5{,}5 \\ 0{,}7 & 0{,}7 & 3{,}5 & 5{,}5 & 5{,}5 & 8{,}1+5{,}9 \end{vmatrix}. \quad (П4.26)$$

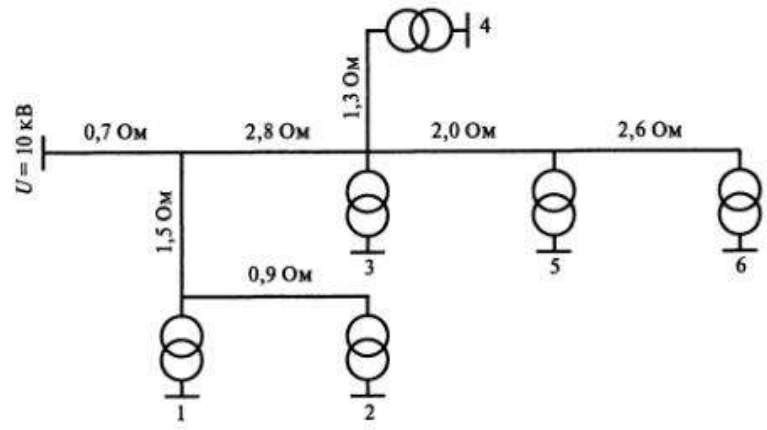


Рис. П4.3. Схема радиальной сети 10 кВ

При расчете потерь в линиях используется матрица узловых сопротивлений без сопротивлений трансформаторов, при расчете потерь в трансформаторах – матрица, содержащая только диагональные элементы сопротивлений трансформаторов (взаимные сопротивления равны нулю). Для облегчения анализа влияния погрешностей нагрузок различных узлов на погрешность расчета потерь мощности нумерация узлов проведена в порядке увеличения их электрической удаленности от ЦП и все трансформаторы приняты одинаковой мощности, равной 250 КВ·А.

Потери мощности, рассчитанные по формуле (П4.25) при узловых нагрузках равных 40 % номинальной мощности трансформаторов (100 кВт), составили: в линиях $8{,}88 \cdot 10^{-3}$ МВт; в трансформаторах $3{,}54 \cdot 10^{-3}$ МВт, суммарные потери – $12{,}42 \cdot 10^{-3}$ МВт. Мощность, передаваемая по головному участку, составляет 0,612 МВт. При этом ее значении $a = P_{\Sigma}/U^2 = 0{,}612/10^2 = 6{,}12 \cdot 10^{-3}$.

Значения дроби в формулах (П4.22) и (П4.23) при $\delta_{н\,i} = idem = 10$ % составляют соответственно 3631 и 22,2. Результаты расчета вкладов узлов в погрешность расчета потерь мощности в линиях приведены в табл. П4.2. Так как все трансформаторы имеют одинаковую мощность, то и вклады их нагрузок в погрешность расчета потерь мощности в трансформаторах одинаковы и в таблице не приведены.

Таблица П4.2

Параметры расчета погрешностей потерь мощности в линиях 10 кВ

Параметр	Значения параметра для узлов						$\delta_{у}$, %
	1	2	3	4	5	6	
c_i	0,72	0,81	1,54	1,67	1,94	2,2	–
$\delta_{у.сб\,i}$, %	1,63	1,43	0,19	0,48	1,08	1,66	3,0
$\delta_{у.нб\,i}$, %	1,6	1,8	3,4	3,7	4,3	4,9	8,6

Анализ вкладов нагрузок различных узлов в погрешность расчета потерь мощности при известной суммарной нагрузке линии (в сбалансированном режиме) и неизвестной ($\delta_{у.сб\,i}$ и $\delta_{у.нб\,i}$), позволяет сделать ряд выводов, раскрывающих природу влияния погрешностей узловых нагрузок на погрешность расчета потерь.

Соотношение вкладов при неизвестной суммарной нагрузке линии понятно: чем более удалена нагрузка от ЦП, тем больше ее погрешность оказывает влияние на погрешность расчета потерь мощности. Вклады же в сбалансированном режиме оказываются больше у наиболее близких и наиболее удаленных узлов и меньше у узлов, расположенных в середине схемы. Это объясняется тем, что в первом случае нагрузка любого узла не влияет на нагрузки других узлов. Погрешность нагрузки узла влияет на потери только в предвключенных участках. Влияние погрешности нагрузки на погрешность расчета потерь обусловливается двумя противоположно действующими факторами. С одной стороны, чем дальше находится узел, тем в большем числе предвключенных участков погрешность его нагрузки компенсируется погрешностями нагрузок других узлов. С другой стороны, его вклад в потери растет вследствие роста удаленности от ЦП. В данном примере влияние второго фактора превышает влияние первого.

Балансировка нагрузок изменяет нагрузки всех узлов. Для узла, расположенного близко к ЦП, число участков, на потери в которых его погрешность оказывает компенсирующее воздействие, мало; однако, влияя на нагрузки других узлов, он оказывает влияние на потери во всех участках сети. Все описанные факторы при прочих равных условиях больше проявляются для узлов с большими нагрузками. Если, например, нагрузка узла 4 будет много больше нагрузок остальных узлов, то его вклад может оказаться определяющим.

Расчет для конкретной сети может показать, что для уточнения расчета потерь при известной суммарной нагрузке следует в первую очередь уточнять нагрузки узлов с большими их значениями (что понятно и без пояснений) и узлов, расположенных как близко к ЦП, так и наиболее удаленных от него. Последнее очевидно, однако то, что близко расположенные узлы могут оказывать еще большее влияние на точность расчета потерь, является неожиданным выводом.

Дополнительно следует отметить, что погрешность в суммарных потерях в линиях и трансформаторах не равна погрешности, определяемой на основе взвешивания погрешностей слагаемых по формуле

$$\delta_{у} = \sqrt{\left(\delta_{л}^2 \Delta P_{л}^2 + \delta_{т}^2 \Delta P_{т}^2\right) / \Delta P_{\Sigma}^2}\,. \qquad (П4.27)$$

Различие объясняется тем, что погрешности $\delta_{л}$ и $\delta_{т}$ не являются независимыми, так как нагрузки линий определяются нагрузками трансформаторов, а формула (П4.27) справедлива только для случая независимости погрешностей. Она всегда дает более низкие значения погрешности, чем определяемые по правильным формулам (П4.17) и (П4.21).

Сопоставление погрешностей расчета для замкнутых и радиальных сетей на основе приведенных примеров не может дать конструктивных выводов, так как их схемы случайны и не обладают свойством типичности. Вместе с тем очевидно, что погрешности будут снижаться при увеличении числа узлов в схемах, так как увеличивается число компенсирующих друг друга воздействий. Выполнять расчеты потерь методом 1 в настоящее время практически бессмысленно,

так как во всех сетях есть более достоверная информация о нагрузках: в основных сетях это данные об энергии в узлах ($\delta_и \approx 2$ %), а в сетях 6–20 кВ – данные об энергии на головном участке. Однако в последнем случае распределение известной суммарной энергии между узлами обычно производится пропорционально установленным мощностям РТ. Погрешность узловых нагрузок в этом случае соответствует статистическому разбросу реальных загрузок трансформаторов. Исследования [43] показали, что диапазон загрузки трансформаторов с вероятностью 0,95 составляет от 0,1 до 0,6 при средней загрузке 0,35. При этих данных $\delta_и \approx 70$ %. Поэтому, несмотря на повышенную компенсацию погрешностей в этих сетях из-за прохождения всех нагрузок по головному участку и большинства из них по общей магистрали, погрешность в потерях в отдельном фидере оказывается высокой.

Расчеты $\delta_у$, проведенные по формуле (П4.17) для реальных схем сетей, показали, что погрешность расчетных потерь в замкнутых сетях находится в диапазоне $(0{,}2–0{,}4)\delta_и$, а в отдельном фидере 6–20 кВ – в диапазоне $(0{,}05–0{,}15)\delta_и$. Принимая средние значения диапазонов и приведенные выше значения $\delta_и$, получим среднюю погрешность методов 2 и 3: для замкнутых сетей $\delta_у = 0{,}6$ %, для фидера 6–20 кВ $\delta_у = 7$ %. При расчете потерь в радиальной линии 35 кВ при отсутствии суммарной нагрузки линии $\delta_у = 1{,}8$ %. Эти цифры примем для обобщенной оценки суммарной погрешности методов расчета. И не забываем, что по приведенным выше формулам может быть рассчитано точное значение $\delta_у$ для любой конкретной сети. Из известных программ расчета потерь описанный алгоритм реализован только в программах комплекса «РАП-стандарт» (см. п. 5.7).

Для сетей 6–20 кВ, объединяющих большое число фидеров, погрешность в суммарных потерях снижается пропорционально квадрату числа фидеров, и, например, при 100 фидерах она составит 0,7 %. Из приведенных цифр следует, что погрешность узловых нагрузок слабо влияет на погрешность расчета суммарных потерь во всех сетях, находящихся на балансе сетевой организации, однако при пофидерном анализе потерь ее влияние следует учитывать.

Информационные погрешности расчета τ и $k_ф^2$ по приближенным формулам

Такие погрешности ($\delta_{кз\,\tau}$ и $\delta_{кз.\,кф}$), обусловленные неточностью данных об используемой в них величине $k_з$, определим по формулам:

$$\delta_{кз\tau} = \frac{\tau_\delta}{\tau} - 1 \quad и \quad \delta_{кз.кф} = \frac{k_{ф\delta}^2}{k_ф^2} - 1, \qquad (П4.28)$$

где τ_δ и $k_{ф\delta}^2$ – значения τ и $k_ф^2$, определяемые по формулам (2.16) и (2.17) при относительной погрешности в значении $k_з$ равной $\delta_{кз}$:

$$\tau_\delta = \frac{k_з(1+\delta_{кз}) + 2k_з^2(1+\delta_{кз})^2}{3}$$
$$и \quad k_{ф\delta}^2 = \frac{1+2k_з(1+\delta_{кз})}{3k_з(1+\delta_{кз})}. \qquad (П4.29)$$

Подставив (П4.29), (2.16) и (2.17) в (П4.28) и пренебрегая в процессе преобразований величиной $\delta_{кз}^2$ связи с ее малостью, получим:

$$\delta_{кз\tau} = \frac{1+4k_з}{1+2k_з}\delta_{кз} = k_1\delta_{кз};$$
$$\delta_{кз.кф} = \frac{\delta_{кз}}{(1+\delta_{кз})(1+2k_з)} = \frac{k_2\delta_{кз}}{(1+\delta_{кз})}. \qquad (П4.30)$$

Сопоставление формул (П4.30) показывает, что величина τ в $(1 + 4\,k_з)\,(1 + \delta_{кз})$ раза чувствительнее к информационным погрешностям в величине $k_з$, чем величина $k_ф^2$. При положительном значении $\delta_{кз}$ величина τ завышается, а $k_ф^2$ занижается, и наоборот.

Обычно относительная погрешность $\delta_{кз}$ выше при малых $k_з$ и уменьшается при росте $k_з$. В табл. П4.3 приведены результаты расчета типовых значений погрешностей, связанных с использованием в расчете потерь приближенных формул (методической $\delta_{пр}$, информационных $\delta_{кз\,\tau}$ и $\delta_{кз.\,кф}$, а также суммарных δ_τ и $\delta_{кф}$, включающих обе составляющие) для сетей различных номинальных напряжений. Принятые значения погрешности $\delta_{кз}$ также приведены в таблице. Значения $\delta_{пр}$ рассчитаны по формулам (5.24) и (5.25).

Таблица П4.3

Характеристики методических, информационных и суммарных погрешностей расчета τ и $k_ф^2$ по приближенным формулам

Тип сети	$k_з$	$\delta_{пр}$, %	$\delta_{кз}$, %	k_1	$\delta_{кз\,\tau}$, %	δ_τ, %	k_2	$\delta_{кз.кф}$, %	$\delta_{кф}$, %
Замкнутая 110–220 кВ	0,7	11	7	1,58	11	15,6	0,42	4,6	11,9
Радиальная:									
35–110 кВ;	0,5;	15;	10;	1,50;	15;	21,3;	0,50;	5,0;	15,8;
6–20 кВ;	0,4;	17;	12;	1,44;	17;	24,1;	0,56;	6,7;	18,3;
0,4 кВ	0,3	19	14	1,38	19	27,0	0,63	8,8	20,9

Суммарная погрешность

Суммарную погрешность расчета потерь электроэнергии по методу 1 с учетом четырех рассмотренных выше составляющих определим по формуле

$$\delta = \sqrt{\delta_{\text{на}}^2 + \delta_{\text{вр}}^2 + \delta_{\text{у}}^2 + \delta_{\text{т}}^2}. \qquad \text{(П4.31)}$$

При использовании метода 2 величину $\delta_{\text{т}}$ заменяют на $\delta_{\text{кф}}$. Значение $\delta_{\text{у}} = 0{,}6$ % для замкнутой сети, 1,8 % для радиальной линии 35–110 кВ и 7 % для фидера 6–20 кВ. При использовании метода 3 суммарная погрешность определяется составляющими $\delta_{\text{у}} = 0{,}6$ % и $\delta_{\text{вр}} = 1{,}5$ % для всех сетей, так как предполагает использование суточных графиков нагрузки во всех узлах. Для фидеров 6–20 кВ использование метода 3 в настоящее время нереально, но дает возможность оценить, насколько в этом случае снизилась бы погрешность расчета. Результаты расчета по формуле (П4.31) суммарных погрешностей расчета потерь электроэнергии в сетях различных номинальных напряжений и соответствующие им классы точности методов приведены в табл. 5.3 (п. 5.5.2).

ОТРАЖЕНИЕ РЕВЕРСИВНЫХ ПЕРЕТОКОВ В НОРМАТИВНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Нормативная характеристика технологических потерь электроэнергии (НХТП) представляет собой зависимость потерь от факторов, отражаемых в балансе электроэнергии. С некоторыми объектами в течение расчетного периода T осуществляется обмен электроэнергией, который характеризуются двумя значениями энергии: отпущенной $W_{\text{о}}$ и полученной $W_{\text{п}}$ за расчетный период (реверсивные перетоки). Продолжительности периодов, в течение которых электроэнергия отпускалась $T_{\text{о}}$ и принималась $T_{\text{п}}$ вместе составляют расчетный период $T_{\text{о}} + T_{\text{п}} = T$.

В НХТП все значения электроэнергии должны соответствовать общему периоду T. При наличии двух интервалов $T_{\text{о}}$ и $T_{\text{п}}$ потери за период T можно определить по НХТП, рассчитывая их для двух искусственных режимов: отпуска в течение всего периода T мощности, соответствующей ее среднему значению $P_{\text{о.ср}} = W_{\text{о}} / T_{\text{о}}$ в периоде фактического отпуска, и приема в течение всего периода T мощности, соответствующей ее среднему значению $P_{\text{п.ср}} = W_{\text{п}} / T_{\text{п}}$ в периоде фактического приема. В каждом из этих режимов задают увеличенные значения энергии, соответствующие сохранению средних значений на всем периоде T:

$$\begin{aligned} W_{\text{о}T} &= W_{\text{о}}\, T / T_{\text{о}} = W_{\text{о}} / t_{\text{о}}; \\ W_{\text{п}T} &= W_{\text{п}}\, T / T_{\text{п}} = W_{\text{п}} / t_{\text{п}}\, W_{\text{п}} / (1 - t_{\text{о}}) \end{aligned} \qquad \text{(П5.1)}$$

и определяют соответствующие этим режимам потери $\Delta W_{\text{о}T}$ и $\Delta W_{\text{п}T}$. Расчетное значение потерь за период T определяют по формуле

$$\Delta W_{T} = \Delta W_{\text{о}T}\, t_{\text{о}} + \Delta W_{\text{п}T} (1 - t_{\text{о}}). \qquad \text{(П5.2)}$$

Значения $T_{\text{о}}$ и $T_{\text{п}}$ можно определить на основании анализа данных о почасовых перетоках энергии за расчетный период, что само по себе уже достаточно трудоемко, даже при одном реверсивном перетоке. Если их несколько, то приходится выявлять продолжительности периодов различных сочетаний направления перетоков. При двух реверсивных перетоках число внутренних периодов составляет четыре: оба перетока представляют отпуск $T_{\text{оо}}$, оба – поступление $T_{\text{пп}}$ и периоды, в которых один из них представляет отпуск, а другой поступление – $T_{\text{оп}}$ и $T_{\text{по}}$. По НХТП приходится определять уже четыре значения потерь и взвешивать их по формуле, аналогичной (П5.2).

В то же время смысл применения НХТП состоит в использовании в ней только значений энергии, без трудоемкого определения продолжительностей внутренних периодов. Получить приемлемую расчетную формулу можно, приняв допущение о линейном изменении нагрузки от ее максимума при отпуске $P_{\text{о. макс}}$ до максимума при поступлении $P_{\text{п. макс}}$, соответствующем равновероятному нахождению нагрузки во всех точках периода (рис. П5.1).

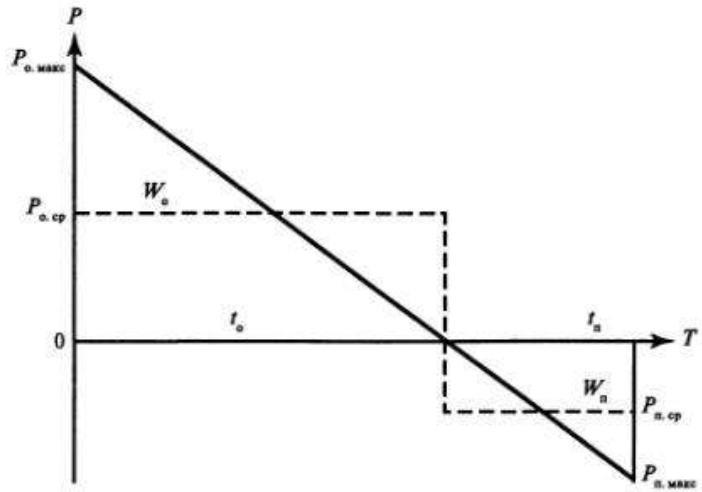


Рис. П5.1. График нагрузок по продолжительности для линии с реверсивным перетоком

При этом можно записать три равенства:

$$W_{\text{о}} = P_{\text{о. ср}}\, t_{\text{о}}\, T; \qquad \text{(П5.3)}$$

$$W_{\text{п}} = P_{\text{п. ср}}\,(1 - t_{\text{о}})\, T; \qquad \text{(П5.4)}$$

$$P_{\text{о. ср}} / P_{\text{п. ср}} = t_{\text{о}} / (1 - t_{\text{о}}). \qquad \text{(П5.5)}$$

В системе уравнений (П5.3) – (П5.5) неизвестными являются $t_{\text{о}}$, $P_{\text{о. ср}}$ и $P_{\text{п. ср}}$. В дальнейшем изложении опустим для простоты индекс «ср», обозначая средние значения $P_{\text{о}}$ и $P_{\text{п}}$.

Из последнего выражения следует:

$$t_{\text{о}} = \frac{P_{\text{о}}}{P_{\text{о}} + P_{\text{п}}}. \qquad \text{(П5.6)}$$

Подставляя (П5.6) в (П5.3) и (П5.4), получим:

$$W_{\text{о}} = \frac{P_{\text{о}}^2}{P_{\text{о}} + P_{\text{п}}} T; \qquad W_{\text{п}} = \frac{P_{\text{п}}^2}{P_{\text{о}} + P_{\text{п}}} T. \qquad \text{(П5.7)}$$

Из первого выражения (П5.7) следует:

$$P_{\text{п}} = \frac{P_{\text{о}}^2 T - W_{\text{о}} P_{\text{о}}}{W_{\text{о}}}. \qquad \text{(П5.8)}$$

Подставляя (П5.8) во второе выражения (П5.7), получим:

$$P_{\text{о}}^2 T^2 - 2 P_{\text{о}} T W_{\text{о}} + W_{\text{о}}^2 - W_{\text{о}} W_{\text{п}} = 0. \qquad \text{(П5.9)}$$

Решив данное квадратное уравнение, получим:

$$P_{\text{о}} = \left(W_{\text{о}} + \sqrt{W_{\text{о}} W_{\text{п}}}\right) / T = W_{\text{р.о}} / T. \qquad \text{(П5.10)}$$

Подставляя (П5.10) в (П5.8), получим:

$$P_{\text{п}} = \left(W_{\text{п}} + \sqrt{W_{\text{о}} W_{\text{п}}}\right) / T = W_{\text{р.п}} / T. \qquad \text{(П5.11)}$$

Величины $W_{\text{р. о}}$ и $W_{\text{р. п}}$ назовем далее расчетным отпуском и поступлением энергии.

Подставляя (П5.10) и (П5.11) в (П5.6), получим:

$$t_{\text{о}} = \frac{W_{\text{р.о}}}{W_{\text{р.о}} + W_{\text{р.п}}}. \qquad \text{(П5.12)}$$

Эквивалентное значение квадрата энергии реверсивного перетока $W_{\text{экв}}^2$ определим из равенства:

$$P_{\text{экв}}^2 = \frac{W_{\text{экв}}^2}{T^2} = P_{\text{о}}^2 t_{\text{о}} + P_{\text{п}}^2 (1 - t_{\text{о}}). \qquad \text{(П5.13)}$$

Подставляя в (П5.13) выражения для величин $P_{\text{о}}$ и $P_{\text{п}}$ из (П5.10) и (П5.11) и $t_{\text{о}}$ (П5.12), получим:

$$W_{\text{экв}}^2 = W_{\text{р.о}}^2 - W_{\text{р.о}} W_{\text{р.п}} + W_{\text{р.п}}^2. \qquad \text{(П5.14)}$$

Если подставить в (П5.14) выражения из (П5.10) и (П5.11), связывающие расчетные и фактические значения отпуска и поступления, то формула приобретет следующий вид:

$$W_{\text{экв}}^2 = W_{\text{о}}^2 + W_{\text{п}}^2 + (W_{\text{о}} + W_{\text{п}}) \sqrt{W_{\text{о}} W_{\text{п}}}. \qquad \text{(П5.15)}$$

В формуле НХТП кроме квадратов энергии присутствуют и члены с взаимными произведениями $W_i W_j$. Если оба сомножителя представляют собой реверсивные перетоки, эквивалентная величина этого произведения не может быть рассчитана как произведение эквивалентных значений $W_{\text{экв}\,i}\, W_{\text{экв}\,j}$, так как каждое из них определено при своем значении $t_{\text{о}}$. Линейные графики по продолжительности нагрузок для двух линий с реверсивными перетоками изображены на рис. П5.2.

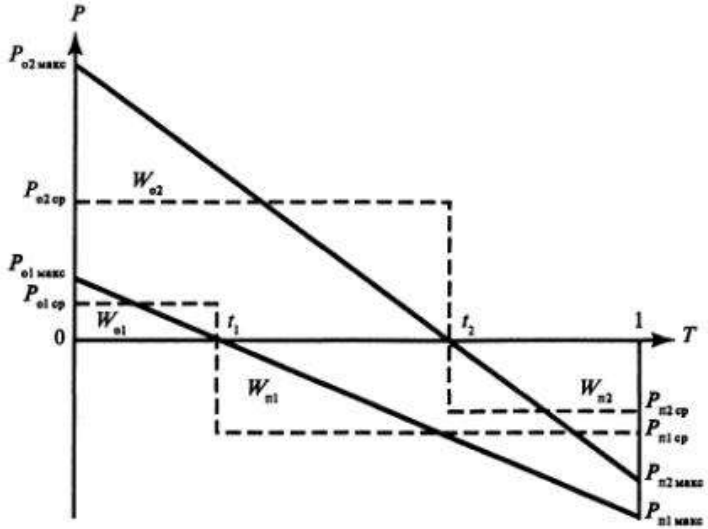


Рис. П5.2. Графики нагрузок по продолжительности для двух линий с реверсивными перетоками

На участке $0 - t_1$ оба перетока положительны (отпуск энергии), на участке $t_1 - t_2$ имеют разные знаки и на участке $t_2 - 1$ оба перетока отрицательны (поступление энергии). Средние значения P_o и P_n перетоков относятся к разным по продолжительности участкам. Решив систему уравнений (П5.3) – (П5.5) для каждого из двух перетоков, получим равенства, аналогичные (П5.10) – (П5.12), в индексах которых появится дополнительный символ (цифра 1 или 2).

Эквивалентное значение произведения энергий реверсивных перетоков $(W_1 W_2)_{экв}$ (обозначим его $W^2_{экв12}$) определим из равенства:

$$P^2_{экв12} = \frac{W^2_{экв12}}{T^2} = P_{o1} P_{o2} t_{o1} - P_{n1} P_{o2} (t_{o2} - t_{o1}) + P_{n1} P_{n2} (1 - t_{o2}). \qquad (П5.16)$$

Подставляя в (П5.16) выражения для средних нагрузок и временны́х интервалов, выраженных через энергии, получим:

$$W^2_{экв12} = W_{p.o1} W_{p.o2} + W_{p.n1} W_{p.n2} - W_{p.n1} W_{p.o2}. \qquad (П5.17)$$

Если подставить в (П5.17) выражения, связывающие расчетные и фактические значения отпусков и поступлений электроэнергии, то формула приобретет вид:

$$W^2_{экв12} = W_{o1} \left(W_{o2} + \sqrt{W_{o2} W_{n2}}\right) + W_{n2} \left(W_{n1} + \sqrt{W_{o1} W_{n1}}\right) - W_{n1} W_{o2} + \sqrt{W_{o1} W_{n1} W_{o2} W_{n2}}. \qquad (П5.18)$$

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СИММЕТРИЧНЫХ СОСТАВЛЯЮЩИХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИЗМЕРЕНИЯ ФАЗНЫХ И МЕЖДУФАЗНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ

Обратная последовательность

На рис. П6.1 изображены в виде звезды системы векторов междуфазных напряжений U_{AB}, U_{BC}, U_{CA} и напряжений прямой $U_{AB(1)}$, $U_{BC(1)}$, $U_{CA(1)}$ и обратной $U_{AB(2)}$, $U_{BC(2)}$, $U_{CA(2)}$ последовательностей. За действительную ось принят вектор $U_{AB(1)}$. Вектор $U_{AB(2)}$ сдвинут относительно вектора $U_{AB(2)}$ на угол φ_2. Вектора $U_{BC(2)}$ и $U_{CA(2)}$ сдвинуты относительно векторов $U_{BC(1)}$ и $U_{CA(1)}$ на углы $\varphi_2 - 120°$ и $\varphi_2 + 120°$ соответственно.

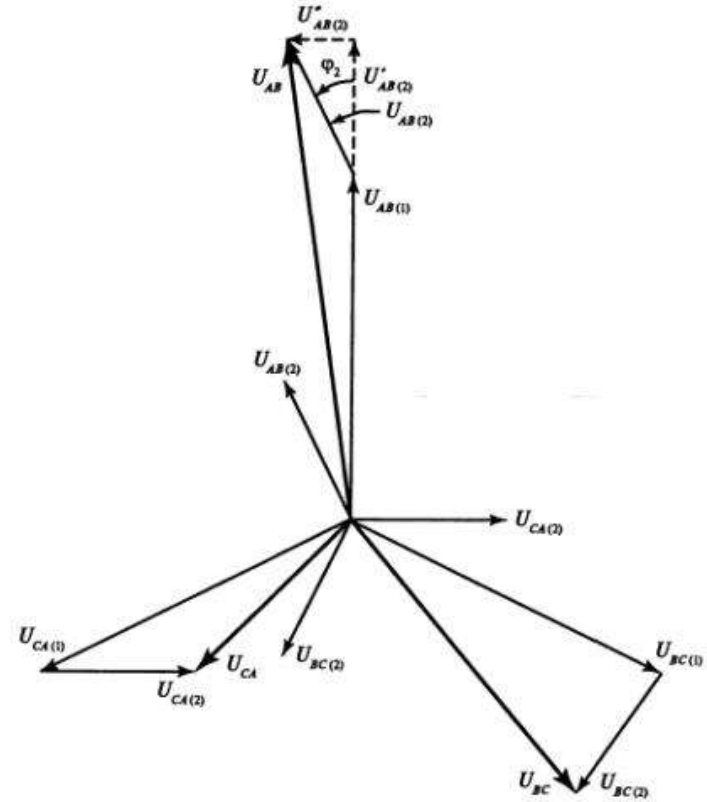


Рис. П6.1. Междуфазные напряжения и их симметричные составляющие

Связь модулей междуфазных напряжений $U_{AB} \neq U_{BC} \neq U_{CA}$ и модулей напряжений прямой $U_1 = U_{AB(1)} = U_{BC(1)} = U_{CA(1)}$ и обратной $U_2 = U_{AB(2)} = U_{BC(2)} = U_{CA(2)}$ последовательностей выражается системой трех уравнений, содержащих три неизвестных – U_1, U_2 и φ_2:

$$\begin{aligned} U_{AB} &= \sqrt{\left(U_1 + U_2\cos\varphi_2\right)^2 + U_2^2\sin^2\varphi_2}\,; \\ U_{BC} &= \sqrt{\left[U_1 + U_2\cos\left(\varphi_2 - 120^\circ\right)\right]^2 + U_2^2\sin^2\left(\varphi_2 - 120^\circ\right)}\,; \\ U_{CA} &= \sqrt{\left[U_1 + U_2\cos\left(\varphi_2 + 120^\circ\right)\right]^2 + U_2^2\sin^2\left(\varphi_2 + 120^\circ\right)}\,. \end{aligned} \qquad (П6.1)$$

Возводя каждое уравнение системы (П6.1) в квадрат и используя тригонометрические формулы для косинусов и синусов сумм и разностей аргументов:

$$\begin{aligned} \cos\left(\varphi - 120^\circ\right) &= \left(-\cos\varphi + \sqrt{3}\sin\varphi\right)/2; \\ \cos\left(\varphi + 120^\circ\right) &= -\left(\cos\varphi + \sqrt{3}\sin\varphi\right)/2; \\ \sin\left(\varphi - 120^\circ\right) &= -\left(\sin\varphi + \sqrt{3}\cos\varphi\right)/2; \\ \sin\left(\varphi + 120^\circ\right) &= \left(-\sin\varphi + \sqrt{3}\cos\varphi\right)/2, \end{aligned} \qquad (П6.2)$$

получим систему уравнений:

$$\begin{aligned} U_{AB}^2 &= U_1^2 + 2U_1U_2\cos\varphi_2 + U_2^2\,; \\ U_{BC}^2 &= U_1^2 - U_1U_2\left(\cos\varphi_2 - \sqrt{3}\sin\varphi_2\right) + U_2^2\,; \\ U_{CA}^2 &= U_1^2 - U_1U_2\left(\cos\varphi_2 + \sqrt{3}\sin\varphi_2\right) + U_2^2\,. \end{aligned} \qquad (П6.3)$$

Для исключения величин U_1^2 и U_2^2 вычтем третье уравнение из первого и второго уравнения и получим систему двух уравнений:

$$\begin{aligned} U_{AB}^2 - U_{CA}^2 &= U_1U_2\left(3\cos\varphi_2 + \sqrt{3}\sin\varphi_2\right); \\ U_{BC}^2 - U_{CA}^2 &= 2\sqrt{3}\,U_1U_2\sin\varphi_2\,. \end{aligned} \qquad (П6.4)$$

Определяя из каждого уравнения (П6.4) величину U_2 и приравнивая полученные выражения, получим:

$$\frac{U_{BC}^2 - U_{CA}^2}{U_{AB}^2 - U_{CA}^2} = \frac{2\sqrt{3}\sin\varphi_2}{3\cos\varphi_2 + \sqrt{3}\sin\varphi_2} = \frac{2\sqrt{3}\,\mathrm{tg}\,\varphi_2}{3 + \sqrt{3}\,\mathrm{tg}\,\varphi_2}, \qquad (П6.5)$$

откуда непосредственно следует:

$$\mathrm{tg}\,\varphi_2 = \sqrt{3}\,\frac{U_{BC}^2 - U_{CA}^2}{2U_{AB}^2 - U_{BC}^2 - U_{CA}^2} = \sqrt{3}\,\frac{B}{C}. \qquad (П6.6)$$

Если знаменатель формулы (П6.6) меньше нуля, к углу φ_2 надо прибавить 180°.

Для упрощения записи последующих уравнений введем следующие обозначения:

$$\begin{aligned} a_2 &= U_{AB}^2 + U_{BC}^2 + U_{CA}^2\,; \\ a_4 &= U_{AB}^4 + U_{BC}^4 + U_{CA}^4\,; \\ a_{22} &= U_{AB}^2U_{BC}^2 + U_{BC}^2U_{CA}^2 + U_{CA}^2U_{AB}^2\,. \end{aligned} \qquad (П6.7)$$

Из соотношения тригонометрических функций и с учетом принятых обозначений имеем:

$$\cos\varphi_2 = \frac{1}{\sqrt{1 + \mathrm{tg}^2\varphi_2}} = \frac{C}{\sqrt{C^2 + 3B^2}} = \frac{C}{2\sqrt{a_4 - a_{22}}}. \qquad (П6.8)$$

Из второго уравнения (П6.4) имеем:

$$\sin\varphi_2 = \frac{U_{BC}^2 - U_{CA}^2}{2\sqrt{3}\,U_1U_2} = \frac{B}{2\sqrt{3}\,U_1U_2}. \qquad (П6.9)$$

Подставив (П6.9) в первое уравнение (П6.4), получим выражение для $\cos\varphi_2$ через другие величины:

$$\cos\varphi_2 = \frac{C}{6U_1U_2}. \qquad (П6.10)$$

Приравнивая (П6.8) и (П6.10), получим связь величин U_1 и U_2:

$$U_1 = \frac{\sqrt{a_4 - a_{22}}}{3U_2}; \qquad U_2 = \frac{\sqrt{a_4 - a_{22}}}{3U_1}. \qquad (П6.11)$$

Подставив (П6.8) и второе уравнение (П6.11) в первое уравнение системы (П6.3), получим биквадратное уравнение:

$$U_1^4 - \frac{a_2}{3}U_1^2 + \frac{a_4 - a_{22}}{3^2} = 0, \qquad (П6.12)$$

решение которого дает окончательную формулу:

$$U_1 = \sqrt{\frac{a_2 \pm \sqrt{6a_{22} - 3a_4}}{6}}. \qquad (П6.13)$$

Если подставить в (П6.3) не второе, а первое уравнение (П6.11), то получим формулу для U_2, правая часть которой полностью совпадает с (П6.13). Это не удивительно, так как формулы (П6.3) инвариантны по отношению к величинам U_1 и U_2: при одновременной замене U_1 на U_2 и U_2 на U_1 формулы не изменяются. Поэтому при знаке «+» перед внутренним корнем в формуле (П6.13) по ней

определяется величина, имеющая большее значение, а при знаке «–» – меньшее. Так как физически $U_1 > U_2$, то общая формула имеет вид (8.6). Данные формулы были впервые выведены в 1985 г. [44].

Для проверки правильности полученных формул примем в качестве примера значения междуфазных напряжений, соответствующие $U_1 = 400$ В; $U_2 = 40$ В и $\varphi_2 = 30°$. Подставив эти значения в формулы (П6.1), получим: $U_{AB} = 435{,}1$ В; $U_{BC} = 402{,}0$ В; $U_{CA} = 365{,}9$ В.

Приняв эти напряжения в качестве исходных данных, по формулам (8.6) и (8.7) получим: $U_1 = 400$ В; $U_2 = 40$ В; $\varphi_2 = 30°$, что говорит о правильности формул.

Преобразования уравнений (П6.1) могут проводиться различными способами. Например, в [45] приведена формула для напряжения обратной последовательности, также использующая величины (П6.7) и определяющая значение U_2 в процентах от U_1 (формула для U_1 в [45] не приведена, поэтому значение U_2 в вольтах оказывается не определенным):

$$U_{2(\%)} = \sqrt{\frac{1-\sqrt{3-6a_4/a_2^2}}{1+\sqrt{3-6a_4/a_2^2}}}\,100. \qquad (П6.14)$$

Подставив в формулу значения a_4 и a_2, получим $U_{2(\%)} = 10$ %.

Нулевая последовательность

В фазных напряжениях содержатся все три последовательности. Система уравнений, связывающая модули фазных напряжений с модулями напряжений прямой, обратной и нулевой последовательности, имеет вид:

$$U_A = \sqrt{\left(U_{1\phi} + U_{2\phi}\cos\varphi_{2\phi} + U_0\cos\varphi_0\right)^2 + \left(U_{2\phi}\sin\varphi_{2\phi} + U_0\sin\varphi_0\right)^2};$$

$$U_B = \sqrt{\left[U_{1\phi} + U_{2\phi}\cos\left(\varphi_{2\phi} - 120^\circ\right) + U_0\cos\left(\varphi_0 + 120^\circ\right)\right]^2 + \left[U_{2\phi}\sin\left(\varphi_{2\phi} - 120^\circ\right) + U_0\sin\left(\varphi_0 + 120^\circ\right)\right]^2};$$

$$U_C = \sqrt{\left[U_{1\phi} + U_{2\phi}\cos\left(\varphi_{2\phi} + 120^\circ\right) + U_0\cos\left(\varphi_0 - 120^\circ\right)\right]^2 + \left[U_{2\phi}\sin\left(\varphi_{2\phi} + 120^\circ\right) + U_0\sin\left(\varphi_0 - 120^\circ\right)\right]^2}.$$

(П6.15)

В уравнениях (П6.15) пять неизвестных: $U_{1\phi}$, $U_{2\phi}$, U_0, $\varphi_{2\phi}$ и φ_0. Получить выражения для них из системы трех уравнений невозможно. Поэтому рассчитать составляющие прямой, обратной и нулевой последовательностей фазных напряжений на основании измерения только фазных напряжений нельзя. Необходимо использовать полученные из расчета междуфазных напряжений составляющие прямой и обратной последовательности фазных напряжений: $U_{1\phi} = U_1 / \sqrt{3}$ и $U_{2\phi} = U_2 / \sqrt{3}$. Угол $\varphi_{2\phi}$ между $U_{2\phi}$ и $U_{1\phi}$ связан с углом

между U_2 и U_1. соотношением $\varphi_{2\phi} = \varphi_2 + 60°$, то есть также является известным. При этом в (П6.15) остается только два неизвестных: U_0 и φ_0. Система уравнений оказывается избыточной – достаточно использовать два любых уравнения. Тем не менее продолжим операции со всеми тремя уравнениями, так как вывод окончательных формул оказывается проще.

Для упрощения записи (П6.15) произведения и суммы уже известных величин и являющихся при выводе соотношений для U_0 постоянными, обозначим:

$$\begin{aligned}
&K = U_{1\phi} + U_{2\phi}\cos\varphi_{2\phi};\\
&L = U_{2\phi}\sin\varphi_{2\phi};\\
&M = U_{1\phi} + U_{2\phi}\cos\left(\varphi_{2\phi} - 120^\circ\right) = U_{1\phi} - U_{2\phi}\left(\cos\varphi_{2\phi} - \sqrt{3}\sin\varphi_{2\phi}\right)/2;\\
&N = U_{2\phi}\sin\left(\varphi_{2\phi} - 120^\circ\right) = -U_{2\phi}\left(\sin\varphi_{2\phi} + \sqrt{3}\cos\varphi_{2\phi}\right)/2;\\
&R = U_{1\phi} + U_{2\phi}\cos\left(\varphi_{2\phi} + 120^\circ\right) = U_{1\phi} - U_{2\phi}\left(\cos\varphi_{2\phi} + \sqrt{3}\sin\varphi_{2\phi}\right)/2;\\
&S = U_{2\phi}\sin\left(\varphi_{2\phi} + 120^\circ\right) = -U_{2\phi}\left(\sin\varphi_{2\phi} - \sqrt{3}\cos\varphi_{2\phi}\right)/2.
\end{aligned} \qquad (П6.16)$$

При этом уравнения (П6.18) приобретут вид:

$$U_A = \sqrt{\left(K + U_0\cos\varphi_0\right)^2 + \left(L + U_0\sin\varphi_0\right)^2};$$

$$U_B = \sqrt{\left[M + U_0\cos\left(\varphi_0 + 120^\circ\right)\right]^2 + \left[N + U_0\sin\left(\varphi_0 + 120^\circ\right)\right]^2}; \qquad (П6.17)$$

$$U_C = \sqrt{\left[R + U_0\cos\left(\varphi_0 - 120^\circ\right)\right]^2 + \left[S + U_0\sin\left(\varphi_0 - 120^\circ\right)\right]^2}.$$

Возводя обе части уравнений в квадрат и раскрывая скобки, получим:

$$\begin{aligned}
&U_A^2 = U_0^2 + 2U_0\left(K\cos\varphi_0 + L\sin\varphi_0\right) + K^2 + L^2;\\
&U_B^2 = U_0^2 + 2U_0\left[M\cos\left(\varphi_0 + 120^\circ\right) + N\sin\left(\varphi_0 + 120^\circ\right)\right] + M^2 + N^2;\\
&U_C^2 = U_0^2 + 2U_0\left[R\cos\left(\varphi_0 - 120^\circ\right) + S\sin\left(\varphi_0 - 120^\circ\right)\right] + R^2 + S^2.
\end{aligned} \qquad (П6.18)$$

С учетом тригонометрических соотношений (П6.2) система уравнений (П6.18) приобретает вид:

$$\begin{aligned}
&U_A^2 = U_0^2 + 2U_0\left(K\cos\varphi_0 + L\sin\varphi_0\right) + K^2 + L^2;\\
&U_B^2 = U_0^2 + U_0\left[\left(\sqrt{3}N - M\right)\cos\varphi_0 - \left(N + \sqrt{3}M\right)\sin\varphi_0\right] + M^2 + N^2;\\
&U_C^2 = U_0^2 + U_0\left[-\left(R + \sqrt{3}S\right)\cos\varphi_0 + \left(\sqrt{3}R - S\right)\sin\varphi_0\right] + R^2 + S^2.
\end{aligned} \qquad (П6.19)$$

Для упрощения дальнейших преобразований исключим величину U_0^2. Для этого вычтем из первого уравнения второе, а из второго третье уравнение и получим систему из двух уравнений:

$$\begin{aligned} U_A^2 - U_B^2 &= U_0\left[\left(2K - \sqrt{3}N + M\right)\cos\varphi_0 + \left(2L + N + \sqrt{3}M\right)\sin\varphi_0\right] + \\ &+ \left(K^2 + L^2 - M^2 - N^2\right); \\ U_B^2 - U_C^2 &= U_0\left[\left(\sqrt{3}N + \sqrt{3}S - M + R\right)\cos\varphi_0 - \right. \\ &\left. - \left(\sqrt{3}M + \sqrt{3}R + N - S\right)\sin\varphi_0\right] + \left(M^2 + N^2 - R^2 - S^2\right). \end{aligned} \qquad (П6.20)$$

Величины в круглых скобках формул (П6.20), являющиеся постоянными, для упрощения записи обозначим:

$$\begin{aligned} a &= 2K - \sqrt{3}N + M; \\ b &= 2L + N + \sqrt{3}M; \\ c &= K^2 + L^2 - M^2 - N^2; \\ d &= \sqrt{3}\left(N + S\right) - M + R; \\ e &= \sqrt{3}\left(M + R\right) + N - S; \\ f &= M^2 + N^2 - R^2 - S^2. \end{aligned} \qquad (П6.21)$$

При этом формулы (П6.20) приобретут вид:

$$\begin{aligned} U_A^2 - U_B^2 &= U_0\left(a\cos\varphi_0 + b\sin\varphi_0\right) + c; \\ U_B^2 - U_C^2 &= U_0\left(d\cos\varphi_0 - e\sin\varphi_0\right) + f. \end{aligned} \qquad (П6.22)$$

Выражая из каждого уравнения U_0 и приравнивая правые части полученных формул, получим:

$$U_0 = \frac{U_A^2 - U_B^2 - c}{a\cos\varphi_0 + b\sin\varphi_0} = \frac{U_B^2 - U_C^2 - f}{d\cos\varphi_0 - e\sin\varphi_0}. \qquad (П6.23)$$

Равенство правых частей формулы (П6.23) запишем в виде:

$$A = \frac{U_A^2 - U_B^2 - c}{U_B^2 - U_C^2 - f} = \frac{a\cos\varphi_0 + b\sin\varphi_0}{d\cos\varphi_0 - e\sin\varphi_0}, \qquad (П6.24)$$

где A – сокращенное обозначение левой части равенства.

Разделив числитель и знаменатель правой части равенства на $\cos\varphi_0$, получим:

$$\operatorname{tg}\varphi_0 = \frac{Ad - a}{Ae + b}. \qquad (П6.25)$$

После определения угла φ_0 значение U_0 определяют, подставляя его в любое из уравнений (П6.23).

Приведенный алгоритм вычисления предполагает определение U_0 после предварительного определения φ_0. Подставив (П6.25) в соотношения

$$\sin\varphi_0 = \frac{\operatorname{tg}\varphi_0}{\sqrt{1 + \operatorname{tg}^2\varphi_0}}; \qquad \cos\varphi_0 = \frac{1}{\sqrt{1 + \operatorname{tg}^2\varphi_0}}$$

и затем в (П6.23), можно получить формулу, непосредственно определяющую U_0 через фазные и междуфазные напряжения, однако она получается чрезмерно громоздкой. Поэтому целесообразнее использовать последовательно формулы (П6.25) и (П6.23).

Подставив в (П6.21) выражения (П6.16), получим формулы, непосредственно связывающие величины a, b, c, d, e, f с определенными на первом этапе параметрами прямой и обратной последовательности (как в фазных, так и в междуфазных напряжениях):

$$\begin{aligned} a &= 3U_{1\phi} + \sqrt{3}U_{2\phi}\left(\sin\varphi_{2\phi} + \sqrt{3}\cos\varphi_{2\phi}\right) = \\ &= \sqrt{3}U_1 + U_2\left[\sin\left(\varphi_2 + 60^\circ\right) + \sqrt{3}\cos\left(\varphi_2 + 60^\circ\right)\right]; \\ b &= \sqrt{3}U_{1\phi} + \sqrt{3}U_{2\phi}\left(\sqrt{3}\sin\varphi_{2\phi} - \cos\varphi_{2\phi}\right) = \\ &= U_1 + U_2\left[\sqrt{3}\sin\left(\varphi_2 + 60^\circ\right) - \cos\left(\varphi_2 + 60^\circ\right)\right]; \\ c &= U_{1\phi}U_{2\phi}\left(3\cos\varphi_{2\phi} - \sqrt{3}\sin\varphi_{2\phi}\right) = \\ &= \frac{U_1U_2}{\sqrt{3}}\left[\sqrt{3}\cos\left(\varphi_2 + 60^\circ\right) - \sin\left(\varphi_2 + 60^\circ\right)\right]; \\ d &= -2\sqrt{3}U_{2\phi}\sin\varphi_{2\phi} = -2U_2\sin\left(\varphi_2 + 60^\circ\right); \\ e &= 2\sqrt{3}\left(U_{1\phi} - U_{2\phi}\cos\varphi_{2\phi}\right) = 2\left[U_1 - U_2\cos\left(\varphi_2 + 60^\circ\right)\right]; \\ f &= 2\sqrt{3}U_{1\phi}U_{2\phi}\sin\varphi_{2\phi} = \frac{2}{\sqrt{3}}U_1U_2\sin\left(\varphi_2 + 60^\circ\right). \end{aligned} \qquad (П6.26)$$

Для проверки правильности полученных формул примем в качестве примера значения фазных напряжений, соответствующие $U_0 = 20$ В, $\varphi_0 = 60^\circ$ и полученным ранее из расчета междуфазных напряжений $U_{1\phi} = 400/\sqrt{3}$, $U_{2\phi} = 40/\sqrt{3}$ и $\varphi_{2\phi} = \varphi_2 + 60^\circ = 30^\circ + 60^\circ = 90^\circ$. Подставив эти значения в формулы (П6.15), получим:

$$U_A = 244{,}3\text{ В}; \qquad U_B = 231{,}2\text{ В}; \qquad U_C = 222{,}8\text{ В}.$$

По (П6.26) вычисляем коэффициенты:

$$\begin{aligned} a &= 732{,}8; & b &= 469{,}3; & c &= 9\,237{,}9; \\ d &= -80; & e &= 800; & f &= 18\,475{,}8. \end{aligned}$$

Подставив эти данные последовательно в (П6.24), (П6.25) и (П6.23), получим:

$$A = \frac{244,3^2 - 231,2^2 + 9237,9}{231,2^2 - 222,8^2 - 18475,8} = \frac{15457,9}{-14657,2} = -1,0546;$$

$$\operatorname{tg}\varphi_0 = \frac{-1,0546\cdot(-80) - 732,8}{-1,0546\cdot 800 + 469,3} = \frac{-648,44}{-374,4} = 1,73; \qquad \varphi_0 = 60^\circ;$$

$$U_0 = \frac{244,3^2 - 231,2^2 - 9237,9}{732,8\cdot 0,5 + 469,3\cdot 0,866} = \frac{15457,9}{772,8} = 20 \text{ В},$$

что подтверждает правильность расчетных формул.

Все приведенные выше формулы получены исходя из первоначальных систем уравнений, связывающих фазные и междуфазные напряжения с напряжениями симметричных составляющих и углами между ними. Другой способ вывода подобных формул основан на использовании соотношений между сторонами и углами косоугольных треугольников.

Известны формулы, выведенные Ф. Ф. Карповым (приведены в «Методических указаниях по контролю и анализу качества электроэнергии в электрических сетях общего назначения», опубликованных в [46]), в соответствии с которыми параметры напряжения прямой и обратной последовательности определяют следующим образом:

$$U_{1(2)} = \sqrt{\left(U'_{1(2)}\right)^2 + \left(U''_{1(2)}\right)^2}; \qquad \operatorname{tg}\varphi_{1(2)-AB} = \frac{U''_{1(2)}}{U'_{1(2)}}, \tag{П6.27}$$

где U' и U'' с соответствующими нижними индексами – продольная и поперечная составляющие векторов U_1 и U_2; $\varphi_{1(2)-AB}$ – углы векторов U_1 и U_2 по отношению к вектору U_{BA}. Если $U'_{1(2)} < 0$, к φ_{1-AB} и φ_{2-AB} надо прибавить 180°. Угол вектора U_2 относительно вектора U_1 определяется разностью $\varphi_{2-1} = \varphi_{2-AB} - \varphi_{1-AB}$.

Для определения значений $U'_{1(2)}$ и $U''_{1(2)}$ вначале рассчитывают вспомогательные величины:

$$x = \frac{U_{AB}^2 + U_{BC}^2 - U_{CA}^2}{2U_{AB}}; \qquad y = \sqrt{U_{BC}^2 - x^2}, \tag{П6.28}$$

а затем подставляют их в формулы:

$$U'_{1(2)} = \frac{U_{AB}}{2} \pm \frac{y}{\sqrt{3}}; \qquad U''_{1(2)} = \pm\frac{U_{AB} - 2x}{2\sqrt{3}}. \tag{П6.29}$$

В формулах (П6.29) при определении составляющих вектора U_1 принимают знак «+», а вектора U_2 – знак «–». Значения прямой и обратной последовательности, определенные по этим выражениям

для условий примера, полностью совпадают с определенными выше, при этом углы $\varphi_{1-AB} = -2°40'$; $\varphi_{2-AB} = 27°20'$ и $\varphi_2 = \varphi_{2-AB} - \varphi_{1-AB} = 30°$.

Параметры напряжения нулевой последовательности в соответствии с [46] определяют по формулам:

$$U_0 = \sqrt{\left(U'_0\right)^2 + \left(U''_0\right)^2}; \qquad \operatorname{tg}\varphi_{0-AB} = \frac{U''_0}{U'_0}. \tag{П6.30}$$

Для определения значений U'_0 и U''_0 дополнительно к величинам (П6.28) рассчитывают вспомогательные величины:

$$x_0 = \frac{U_{AB}^2 + U_B^2 - U_A^2}{2U_{AB}}; \qquad y_0 = \sqrt{U_B^2 - x_0^2}, \tag{П6.31}$$

а затем подставляют все вспомогательные величины в формулы:

$$U'_0 = \frac{U_{AB} + x}{3} - x_0; \qquad U''_0 = \frac{y}{3} - y_0. \tag{П6.32}$$

При преобразовании соотношений между сторонами и углами косоугольных треугольников могут использоваться различные приемы. Полученные при этом расчетные формулы могут иметь различный внешний вид, однако если при их выводе не использовались допущения (например, пренебрежение какими-либо составляющими вследствие их заведомой малости по сравнению с остальными), то все формулы дают идентичные результаты.

В частности, в ГОСТ 13109–97 [47] приведены формулы (в формуле для U_0 исправлены знаки перед X и Y):

$$U_{1(2)} = \sqrt{\frac{1}{12}\left[\left(\sqrt{3}\,U_{AB} \pm \sqrt{4U_{BC}^2 - \left(U_{AB} + X\right)^2}\right)^2 + X^2\right]}; \tag{П6.33}$$

$$U_0 = \frac{1}{6}\sqrt{\left[X - 3Y\right]^2 + \left[\sqrt{4U_{BC}^2 - \left(U_{AB} + X\right)^2} - 3\sqrt{4U_B^2 - \left(U_{AB} + Y\right)^2}\right]^2}. \tag{П6.34}$$

в которых

$$X = \frac{U_{BC}^2 - U_{CA}^2}{U_{AB}}; \qquad Y = \frac{U_B^2 - U_A^2}{U_{AB}}. \tag{П6.35}$$

К сожалению, к этим относительно простым по виду выражениям нет формул для определения углов между векторами симметричных составляющих. Для целей сопоставления рассчитанных величин с нормами стандарта углы не нужны, однако при выборе средств симметрирования режима (например, расчета мощности конденсаторов по фазам) без них обойтись нельзя.

Все приведенные выше формулы являются точными алгебраическими выражениями, дающими абсолютно идентичные результаты.

При экспресс-оценке симметричных составляющих по результатам измерения без применения сложных формул можно использовать приближенные соотношения:

$$U_1 = (U_{AB} + U_{BC} + U_{CA}) / 3;$$
$$U_2 = 0{,}62\,(U_{макс} - U_{мин}), \qquad (П6.36)$$

где $U_{макс}$ и $U_{мин}$ – максимальное и минимальное значения междуфазных напряжений.

При различных значениях угла φ_2 коэффициент во второй формуле не выходит за пределы 0,575–0,665, поэтому максимальная погрешность приближенного определения U_2 не превышает 7,3 %. Погрешность приближенного определения U_1 еще меньше, причем среднее значение междуфазных напряжений всегда несколько больше фактического значения U_1. Это превышение зависит от значения U_2 и хорошо аппроксимируется формулой $\delta U_{1(\%)} = 0{,}0025\,U_{2(\%)}^2$. Например, при $U_2 = 2$ % превышение составит всего 0,01 %, а при $U_2 = 10$ % – 0,25 %.

Для приведенного примера по формулам (П6.35) получаем: $U_1 = 401$ В и $U_2 = 42{,}9$ В ($U_{2(\%)} = 10{,}7$ %). Если уточнить значение U_1 вычитанием превышения $\delta U_1 = 0{,}0025 \cdot 10{,}7^2 \cdot 401 = 1{,}15$ В, то $U_1 = 399{,}85$ В, то есть U_1 определяется с погрешностью менее 0,04 %.

Балансировка фазных и междуфазных напряжений

Необходимость такой балансировки обоснована в п. 8.1.2. Вид уравнений корректировки измеренных напряжений с целью приведения их к физически существующей системе зависит от принятого критерия балансировки. Возможны следующие критерии.

1. Оставить пять напряжений неизменными, а последнее фазное напряжение изменить так, чтобы оно пришло в нулевую точку, определенную двумя другими фазными напряжениями (см. рис. 8.4, *в*). Обоснованность такого подхода сомнительна, так как неясно, по какому условию должно выбираться единственное «неточное» напряжение, требующее корректировки.

2. Осуществлять корректировку всех фазных напряжений, оставив неизменными междуфазные напряжения. В этом случае встает вопрос, почему междуфазные напряжения следует считать точными, а фазные – неточными?

3. Так как все шесть напряжений измерены с погрешностью, представляется более логичным, что все они должны быть подвергнуты корректировке. При этом направленность корректировки фазных

и междуфазных напряжений оказывается различной. В случае, изображенном на рис. 8.4, *а*, междуфазные напряжения должны быть несколько увеличены, а фазные уменьшены, а в случае, изображенном на рис. 8.4, *б*, – наоборот. Считая, что все напряжения измерены прибором с одинаковой относительной погрешностью δ, представляется логичным, что все шесть напряжений должны быть изменены в одинаковой пропорции (хотя и в разные стороны). При таком подходе встает вопрос: почему предполагается, что при измерении всех междуфазных напряжений погрешность проявилась в одну сторону, а при измерении всех фазных напряжений – в другую?

К каждому из подходов имеются вопросы, которые, как кажется, полностью демонстрируют нелогичность рассмотренных подходов. Тем не менее задача состоит не в опровержении подходов, а в предложении хотя бы одного приемлемого, так как проводить расчеты симметричных составляющих для физически несуществующей системы исходных векторов еще более нелогично.

Условием физического существования системы является равенство $\varphi_{AB} + \varphi_{BC} + \varphi_{CA} = 360^\circ$ (на рис. 8.4, *а* сумма фактических углов больше 360°, а на рис. 8.4, *б* – меньше 360°).

Из известных соотношений сторон и углов косоугольных треугольников угол φ_{AB} определяется по формуле

$$\operatorname{tg}\frac{\varphi_{AB}}{2} = \sqrt{\frac{U_{AB}^2 - (U_A - U_B)^2}{(U_A + U_B)^2 - U_{AB}^2}}. \qquad (П6.37)$$

Аналогичные выражения могут быть записаны и для углов φ_{BC} и φ_{CA}. Сумма половинных углов, естественно, должна быть равна 180°. Определенная же по измеренным напряжениям, она всегда будет отличаться от этой величины. Степень отличия охарактеризуем соотношением:

$$k_\varphi = \frac{\varphi_{AB} + \varphi_{BC} + \varphi_{CA}}{360^\circ}. \qquad (П6.38)$$

Значения напряжений в формуле (П6.37) необходимо скорректировать таким образом, чтобы определенные по (П6.37) углы удовлетворяли условию $k_\varphi = 1$. Это условие может быть обеспечено при различном изменении углов, входящих в сумму. Критерий корректировки углов неочевиден: корректировать ли все углы в одинаковой степени или в большей пропорции изменять меньшие углы (или наоборот)? Из описанных выше подходов наименьшие недостатки присущи третьему. Выведем соотношения для корректировки напряжений исходя из этого подхода и условия корректировки всех углов в одинаковой степени: $\varphi_i^к = \varphi_i / k_\varphi$.

Для того, чтобы угол φ_{AB}, определяемый по формуле (П6.37), стал равным $\varphi^{к}_{AB}$, необходимо изменить напряжения U_{AB}, U_A, U_B в соответствии с равенством

$$\operatorname{tg}\frac{\varphi^{к}_{AB}}{2}=\sqrt{\frac{U^2_{AB}/k^2_{UAB}-k^2_{UAB}\left(U_A-U_B\right)^2}{k^2_{UAB}\left(U_A+U_B\right)^2-U^2_{AB}/k^2_{UAB}}}, \qquad \text{(П6.39)}$$

где k_{UAB} – коэффициент корректировки напряжений.

Решая данное уравнение относительно k_{UAB}, получим:

$$k_{UAB}=\sqrt[4]{\frac{U^2_{AB}\left[\operatorname{tg}^2\left(\varphi^{к}_{AB}/2\right)+1\right]}{\left(U_A+U_B\right)^2\operatorname{tg}^2\left(\varphi^{к}_{AB}/2\right)+\left(U_A-U_B\right)^2}}. \qquad \text{(П6.40)}$$

Аналогичные коэффициенты могут быть определены и для двух других треугольников. Коэффициенты будут отличаться друг от друга, что объясняется принятым допущением о корректировке всех углов в одинаковой пропорции. Вместе с тем в каждом треугольнике две стороны являются общими для смежных треугольников и не могут корректироваться по-разному. Единственным видимым выходом является применение ко всем напряжениям среднего коэффициента корректировки $k_U = (k_{UAB} + k_{UBC} + k_{UCA}) / 3$.

Для примера предположим, что в результате измерений получены следующие напряжения:

$$U_{AB}=430\text{ В};\quad U_{BC}=400\text{ В};\quad U_{CA}=370\text{ В}.$$
$$U_A=250\text{ В};\quad U_B=200\text{ В};\quad U_C=220\text{ В}.$$

Вычислив по формуле (П6.37) и подобным формулам для других треугольников соответствующие углы, получим:

$\varphi_{AB}/2 = 72°48'$ (72,8°); $\varphi_{BC}/2 = 72°12'$ (72,2°); $\varphi_{CA}/2 = 51°12'$ (51,2°).

Сумма углов составляет 196,2°, то есть система соответствует случаю рис. 8.4, *б*. Необходимо уменьшить углы, разделив их на коэффициент $k_\varphi = 196{,}2 / 180 = 1{,}09$. При этом значения углов $\varphi^{к}_{AB}/2$ и соответствующих им тангенсов составят:

$$\varphi^{к}_{AB}/2=72{,}8/1{,}09=66{,}8^\circ\left(66^\circ48'\right);\quad \operatorname{tg}66^\circ48'=2{,}33;$$
$$\varphi^{к}_{BC}/2=72{,}2/1{,}09=66{,}2^\circ\left(66^\circ12'\right);\quad \operatorname{tg}66^\circ12'=2{,}27;$$
$$\varphi^{к}_{CA}/2=51{,}2/1{,}09=47^\circ;\quad \operatorname{tg}47^\circ=1{,}07.$$

Подставляя эти значения tg φ в формулу (П6.40) и в подобные формулы, записанные для других междуфазных и фазных напряжений, получим:

$$k_{UAB}=1{,}019;\quad k_{UBC}=1{,}02;\quad k_{UCA}=1{,}038;\quad k_{Uср}=1{,}0257.$$

Применив $k_{Uср}$ к измеренным напряжениям, получим:

$$U_{AB}=430/1{,}0257=419{,}2\text{ В};\quad U_{BC}=400/1{,}0257=390{,}0\text{ В};$$
$$U_{CA}=370/1{,}0257=360{,}7\text{ В}.$$

$$U_A=250\cdot1{,}0257=256{,}4\text{ В};\quad U_B=200\cdot1{,}0257=205{,}1\text{ В};$$
$$U_C=220\cdot1{,}0257=225{,}7\text{ В}.$$

Если определить по формулам типа (П6.37) углы для этой системы напряжений, то их сумма составит (65,1° + 64,8° + 48,3°) = = 178,2°, то есть вместо превышения на 16,2° сумма стала ниже необходимой на 1,8°. При желании можно сделать еще одну итерацию.

Для получения формулы корректировки напряжений для случая, когда начальная сумма углов оказывается меньше 180° (рис. 8.4, *а*), необходимо в формуле (П6.39) заменить деление на k_U умножением, и наоборот. Однако, в связи с небольшим отличием значений k_U от единицы, результат будет отличаться несущественно. Поэтому и в этом случае можно пользоваться формулой (П6.40); при этом значения k_U окажутся чуть меньше единицы и приведут к необходимому увеличению междуфазных и уменьшению фазных напряжений.

При использовании приведенного алгоритма поставленная цель – создание физически существующей системы векторов – достигается. Однако остаются вопросы об обоснованности принятого критерия – изменение фазных и междуфазных напряжений в разные стороны. Учитывая случайный характер измеренных величин, представляется наиболее обоснованным использовать критерий минимума суммы квадратов отклонений относительных значений скорректированных напряжений от их измеренных значений:

$$F=\sum_{i=1}^{6}\left(\frac{U_i-U_i^k}{U_i}\right)^2\to\min$$

при одновременном соблюдении условия, накладываемого на сумму углов. Решение такой системы уравнений в настоящее время отсутствует.

В целом алгоритм вычисления параметров симметричных составляющих состоит из следующих этапов:

проводят балансировку фазных и междуфазных напряжений;

вычисляют параметры прямой и обратной последовательности междуфазных напряжений по формулам (8.6) и (8.7) или другим аналогичным формулам;

по формулам (8.8) вычисляют коэффициенты *a*, *b*, *c*, *d*, *e*, *f*;

по формулам (8.9) – (8.11) вычисляют параметры нулевой последовательности.

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

ДОПУСТИМАЯ ВЕРОЯТНОСТЬ ВЫХОДА СЛУЧАЙНОГО ПРОЦЕССА ЗА УСТАНОВЛЕННЫЙ УРОВЕНЬ

Условие эквивалентности воздействия случайного процесса изменения параметра и постоянной, длительно допустимой величины в обозначениях теории вероятностей записывается следующим образом:

$$f(X_{экв}) = M[f(X,t)], \qquad (П7.1)$$

где символом M обозначено математическое ожидание функции.

Любое значение случайного процесса связано с его характеристиками соотношением:

$$x_i = M[X] + \beta_i \sigma[X], \qquad (П7.2)$$

где $\sigma[X]$ – среднеквадратичное отклонение.

Обозначая значение параметра β_i, соответствующее $X_{норм}$, как $\beta_{экв}$ и подставляя (П7.2) в (П7.1), получаем выражение:

$$f\left(M[X]+\beta_{экв}\,\sigma[X]\right)= M\left[f(X,t)\right], \qquad (П7.3)$$

из которого численное значение $\beta_{экв}$ определяют путем подстановки развернутого выражения функции $f(X)$ для конкретного оборудования.

Наиболее распространенным видом функции $f(X)$ в энергетических задачах является степенная функция

$$f(X) = a\,X^k. \qquad (П7.4)$$

Например, нагрев оборудования пропорционален квадрату тока, срок службы ламп накаливания зависит от напряжения в 14 степени и т. п. В этом случае выражение (П7.3) приобретает вид:

$$\left(M[X]+\beta_{экв}\,\sigma[X]\right)^k = M\left[X^k\right], \qquad (П7.5)$$

откуда

$$\beta_{экв} = \frac{\sqrt[k]{M\left[X^k\right]} - M[X]}{\sigma[X]} = \frac{\sqrt[k]{M\left[X^k\right]/M^k[X]}-1}{\gamma[X]}, \qquad (П7.6)$$

где $\gamma[X]$ – коэффициент вариации случайного процесса $X(t)$.

Математическое ожидание k-й степени случайной величины определяют по известной формуле:

$$M\left[X^k\right] = \int_{-\infty}^{\infty} X^k \varphi(X)\,dX, \qquad (П7.7)$$

где $\varphi(X)$ – закон распределения значений случайного процесса $X(t)$.

В дальнейшем для упрощения записи характеристики случайной величины X будем обозначать m_x, σ_x, и γ_x.

Для нормального закона распределения

$$\varphi(X) = \frac{1}{\sigma_x\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(x-m_x)^2}{2\sigma_x^2}\right]. \qquad (П7.8)$$

Производя замену переменной

$$\beta = \frac{x-m_x}{\sqrt{2}\,\sigma_x}. \qquad (П7.9)$$

и подставляя (П7.8) в (П7.7), получаем:

$$M\left[X^k\right] = \frac{1}{\sqrt{\pi}} \int_{-\infty}^{\infty} \left(\beta\sigma_x\sqrt{2}+m_x\right)^k e^{-\beta^2}\,d\beta. \qquad (П7.10)$$

Используя формулу бинома Ньютона, приведем (П7.11) к сумме интегралов, каждый из которых в соответствии с рекуррентным соотношением

$$\int_{-\infty}^{\infty} \beta^k e^{-\beta^2}\,d\beta = \frac{k-1}{2}\,\beta^{k-2} e^{-\beta^2}\,d\beta \qquad (П7.11)$$

сводится при четном k к интегралу

$$\int_{-\infty}^{\infty} e^{-\beta^2}\,d\beta = \sqrt{\pi}, \qquad (П7.12)$$

а при нечетном k к интегралу

$$\int_{-\infty}^{\infty} \beta e^{-\beta^2}\,d\beta = 0. \qquad (П7.13)$$

В результате слагаемые (П7.10), содержащие нечетные степени σ_x, в окончательном выражении будут отсутствовать, а слагаемые с четными степенями σ_x будут иметь сомножитель

$$\int_{-\infty}^{\infty} \beta^k e^{-\beta^2}\,d\beta = \frac{(k-1)!!}{2^{k/2}}\sqrt{\pi}, \qquad (П7.14)$$

где $(k-1)!!$ означает произведение всех нечетных чисел от 1 до $k-1$.

Подкоренное выражение (П7.6) приобретет вид:

$$M\left[X^k\right]/M^k[X] = 1 + \sum_{i=2}^{k} C_k^i\,\gamma_x^k\,(i-1)!!, \qquad (П7.15)$$

где C_k^i – число сочетаний из k по i (i принимает значения только четных чисел).

Например, при $k = 7$

$$M\left[X^k\right]/M^k\left[X\right] = 1 + C_7^2\gamma_x^2 1 + C_7^4\gamma_x^4 1\cdot 3 + C_7^6\gamma_x^6 1\cdot 3\cdot 5 = \\ = 1 + 21\gamma_x^2 + 105\gamma_x^4 + 105\gamma_x^6. \qquad (П7.16)$$

Зависимости $\beta_{экв} = f(k, \gamma_x)$, вычисленные по формуле (П7.6), приведены на рис. 8.9, а зависимости вероятности выхода случайного процесса за установленный предел, при которой его воздействие аналогично воздействию постоянной величины параметра, равной этому пределу (в случае нормального закона распределения) – на рис. 8.10. Результаты вычислений показывают, что допустимое значение вероятности выхода случайного процесса за установленный уровень зависит от характеристик процесса и не может быть нормировано однозначно. Значение вероятности, равное 0,95, является завышенным даже для ламп накаливания ($k = 14$).

Выражение (П7.3) справедливо для любого вида функции $f(X)$. В практически важном случае линейно-квадратичной зависимости

$$f(X) = a_1 X + a_2 X^2 \qquad (П7.17)$$

выражение (П7.3) имеет вид квадратного уравнения

$$a_1\left(1 + \beta_{экв}\gamma_x\right) + a_2\left(1 + \beta_{экв}\gamma_x\right)^2 = a_1 + a_2\left(1 + \gamma_x^2\right), \qquad (П7.18)$$

откуда $\beta_{экв}$ получают как положительный корень уравнения

$$\beta_{экв} = \frac{-\left(a_1 + 2a_2\right) + \sqrt{a_1^2 + 4a_1a_2 + 4a_2^2\left(1 + \gamma_x^2\right)}}{2a_2\gamma_x}. \qquad (П7.19)$$

СТАНДАРТНЫЕ МОЩНОСТИ И НАПРЯЖЕНИЯ

Ряды предпочтительных чисел и стандартные мощности оборудования

Стандартизация параметрических рядов основана на установлении последовательности чисел, связанных друг с другом единым множителем. Ряды предпочтительных чисел безграничны в обоих направлениях: каждое следующее число в сторону увеличения значений получают умножением предыдущего на этот множитель, а в сторону уменьшения – делением на этот множитель.

В 1953 г. Международной организацией по стандартизации (ИСО) была принята рекомендация по рядам предпочтительных чисел. Множитель ряда определяют как корень n-й степени из 10. Показатели степени могут выбираться из чисел 5, 10, 20, 40 и в отдельных, технически обоснованных случаях 80.

Ряды имеют обозначения R5, R10 и т. д. Множители для указанных пяти стандартных рядов имеют значения: для ряда R5 – $\sqrt[5]{10} \approx 1{,}6$; R10 – $\sqrt[10]{10} \approx 1{,}25$; R20 – $\sqrt[20]{10} \approx 1{,}12$; R40 – $\sqrt[40]{10} \approx 1{,}06$; R80 – $\sqrt[80]{10} \approx 1{,}03$.

Составленные таким образом ряды обладают следующими свойствами:

1) количество чисел в десятичном интервале равно показателю степени (например, ряд R5 в диапазоне 0–10 содержит пять чисел: 1; 1,6; 2,5; 4,0; 6,3);

2) следующие числа могут быть получены как последовательным умножением предыдущих чисел на установленный множитель, так и умножением соответствующего члена десятичного интервала на 10, то есть в диапазоне 10–100 ряд R5 содержит числа: 10; 16; 25; 40; 63;

3) числа высшего ряда включают в себя все числа низшего ряда. Ниже приведены 40 чисел десятичного интервала ряда R40, записанные не одной строкой, а по 8 чисел в строке ($8 \cdot 5 = 40$):

1,00	1,06	1,12	1,18	1,25	1,32	1,40	1,50
1,60	1,70	1,80	1,90	2,00	2,12	2,24	2,36
2,50	2,65	2,80	3,00	3,15	3,35	3,55	3,75
4,00	4,25	4,50	4,75	5,00	5,30	5,60	6,00
6,30	6,70	7,10	7,50	8,00	8,50	9,00	9,50

Первый столбец таблицы представляет собой ряд R5, числа первого и пятого столбцов составляют ряд R10; числа первого, третьего, пятого и седьмого столбцов – ряд R20;

4) куб любого члена приблизительно в 2 раза больше куба предыдущего члена, что может быть полезным при стандартизации геометрических размеров и соответствующего им объема тела;

5) начиная с ряда R10 в числах содержится число 3,15, близкое к π. Из этого следует, что длина окружности и площадь круга, диаметры которых являются предпочтительными числами, также будет предпочтительными числами;

6) наконец, ряд R40 включает в себя числа 375, 750, 1500 и 3000, выражающие числа оборотов в минуту при частоте 50 Гц.

Переход на ряды предпочтительных чисел сравнительно легко может быть осуществлен для индивидуальных параметров оборудования (номинальные мощности трансформаторов, двигателей, токи контактов реле, плавких вставок и т. п.) и весьма затруднен для параметров, являющихся общими для всего оборудования (номинальные напряжения и частоты систем электроснабжения). Так, шкала номинальных мощностей трансформаторов, изготавливавшихся по ГОСТ 401–41, представляла собой ряд, в который было включено восемь чисел ряда R40 – после каждого взятого числа четыре числа пропускалось. В соответствии с ГОСТ 11920–66 был принят ряд R5. Число типоразмеров трансформаторов в пределах десятичного ряда сократилось до 5. И те и другие трансформаторы работают в общих сетях.

Изменение же номинальных напряжений сетей возможно лишь при полной их реконструкции (замене трансформаторов, изоляторов на линиях, а иногда и опор). Производить такие работы только с целью упорядочения шкалы номинальных напряжений вряд ли целесообразно. И совсем уж невозможно представить, что когда-нибудь могут быть изменены частоты систем электроснабжения 50 и 60 Гц с целью приведения их к «закономерному» ряду. В связи с изложенным практика международной стандартизации в области напряжений систем электроснабжения направлена не на приведение их к закономерному ряду, а на разумное сокращение числа используемых в мире напряжений и сближение (а в пределе – слияние) напряжений, незначительно отличающихся друг от друга. Эта цель особенно проявилась при стандартизации напряжений 220/380 В и 240/415 В и замене их общим средним напряжением 230/400 В.

Стандартные напряжения

Международные стандарты в рассматриваемой области разрабатываются Техническим комитетом (ТК) № 8 Международной электротехнической комиссии (МЭК) «Стандартные напряжения, токи и частоты».

Системы электроснабжения общего назначения, используемые в различных странах, имеют частоту тока 50 или 60 Гц. Частоту 60 Гц имеют в основном энергосистемы Американского континента и окружающих его островов, некоторых азиатских стран (Японии, Южной Кореи, Тайваня, Филиппин, Саудовской Аравии, Бахрейна) и одной африканской страны – Либерии. В некоторых странах этих регионов используются обе системы (Бразилия, Боливия, Япония, Бахрейн, Гваделупа). Низковольтные напряжения в этих странах, как правило, 240/120 В (Америка) или 200/100 В (Япония и Южная Корея). Напряжение для питания бытовых ЭП получают, выводя среднюю точку одной из фаз и заземляя ее; ЭП подключают на одно из плеч фазы. Однофазные ЭП промышленных предприятий и мощное коммунально-бытовое оборудование подключают на 240 В. Трехфазные сети имеют напряжения 277/480 В и 347/600 В.

Большинство стран мира используют частоту 50 Гц. В части низковольтных напряжений эти страны могут быть разделены на две группы: использующие напряжение 220/380 В и 240/415 В. Последнее напряжение используется в Великобритании, Австралии, Новой Зеландии, Малайзии, Новой Гвинее, Саудовской Аравии, Кении, Кувейте, Кипре и некоторых малых островных государствах, бывших ранее колониями Великобритании.

В течение длительного времени в рамках ТК № 8 велась работа по унификации этих напряжений. До 1975 г. в Публикации 38 ТК № 8 оба напряжения присутствовали как стандартные. Впоследствии к ним дополнительно было введено *рекомендуемое* напряжение 230/400 В, а в 1983 г. напряжения 220/380 В и 240/415 В были исключены и заменены на единое стандартное напряжение 230/400 В. Напряжение 380/660 В, используемое в основном в СССР и в Финляндии, заменено на 400/690 В.

Указанной публикацией установлен 20-летний переходный период, к концу которого (2003 г.) все эксплуатируемые ЭП должны иметь номинальные напряжения 230/400 В, а рабочие напряжения в электрических сетях должны находиться в диапазоне ±10 % от указанного напряжения.

Электропромышленность с самого начала переходного периода должна выпускать ЭП напряжением 230/400 В. Для того чтобы старые и новые ЭП нормально работали в общей сети, накладываются

ограничения на диапазоны рабочих напряжений в сетях: страны с напряжениями 220/380 В уменьшают нижний предел с –10 % до –6 %, а страны с напряжениями 240/415 В – верхний предел с +10 % до +6 %. В течение переходного периода и те и другие сети будут работать с несимметричными диапазонами допустимых отклонений напряжения шириной 16 % (10 % в одну сторону и 6% – в другую).

В течение 20 лет подавляющее большинство старых ЭП будет заменено новыми. В конце переходного периода диапазоны рабочих напряжений сетей могут быть расширены до ±10 %, но уже по отношению к напряжению 230/400 В.

В 1992 г. методом прямого применения международного стандарта МЭК 38–83 «Стандартные напряжения, рекомендуемые МЭК» был введен ГОСТ 29322–92 «Стандартные напряжения», устанавливающий для распределительных сетей и систем электроснабжения потребителей переменного тока, а также оборудования, работающего в этих системах, стандартные напряжения 230/400 В и 400/690 В.

Развитие экономической ситуации в России в последние 15 лет привело к тому, что большинство бытовых электроприборов стало поставляться из-за рубежа (с номинальным напряжением 230/400 В), их выпуск отечественной электропромышленностью практически сошел на нет, и проблема соответствия низковольтных напряжений решилась сама собой.

Стандартные напряжения сетей и оборудования свыше 1000 В установлены ГОСТ 721 «Номинальные напряжения свыше 1000 В» (табл. П8.1).

Таблица П8.1

Номинальные напряжения свыше 1000 В

Номинальные междуфазные напряжения, кВ										Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования, кВ
Сети и приемники	Генераторы и синхронные компенсаторы	Силовые трансформаторы и автотрансформаторы без РПН				Силовые трансформаторы и автотрансформаторы с РПН				
		Первичные обмотки		Вторичные обмотки		Первичные обмотки		Вторичные обмотки		
(3)	(3,15)	(3)	(3,15)*	(3,15)	(3,3)	–	–	(3,15)	–	(3,6)
(6)	(6,3)	6	(6,3)*	(6,3)	(6,6)	(6)	(6,3)*	(6,3)	(6,6)	(7,2)
10	10,5	10	10,5*	10,5	11	10	10,5*	10,5	11	12,0
20	21,0	20	–	–	22	20	21,0*	–	22	24,0

Окончание табл. П8.1

Номинальные междуфазные напряжения, кВ										Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования, кВ
Сети и приемники	Генераторы и синхронные компенсаторы	Силовые трансформаторы и автотрансформаторы без РПН				Силовые трансформаторы и автотрансформаторы с РПН				
		Первичные обмотки		Вторичные обмотки		Первичные обмотки		Вторичные обмотки		
35	–	35	–	38,5	–	35	36,75	–	38,5	40,5
110	–	–	–	121	–	110	115	115	121	126
(150)	–	–	–	(165)	–	(165)	(158)	(158)	(165)	(172)
220	–	–	–	242	–	220	230	230	242	252
330	–	330	–	347	–	330		330	–	363
500	–	500	–	525	–	500	–	–	–	525
750	–	750	–	787	–	750	–	–	–	787
1150	–	1150	–	1200	–	–	–	–	–	1200

* Для трансформаторов и автотрансформаторов, присоединяемых непосредственно к шинам генераторного напряжения электрических станций или к выводам генераторов.

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ ПО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЮ

Таблица П9.1

Алюминиевые провода (марка А), сталеалюминиевые провода (марка АС*) и провода из алюминиевого сплава (марки АН и АЖ)

Марка провода, сечение $F_{ал}$ / $F_{ст}$, мм²	r_0, Ом/км	$r_0 F_{ал}$	Марка провода, сечение F, мм²	r_0, Ом/км	$r_0 F$
АС-35/6,2	0,777	27,2	**А-50**	0,558	27,9
50/8	0,595	29,8	70	0,420	29,4
70/11	0,422	29,5	95	0,315	29,9
95/16	0,301	28,6	120	0,251	30,1
120/19	0,244	29,3	150	0,197	29,6
150/24	0,204	30,6	185	0,161	29,8
185/29	0,159	29,4	240	0,123	29,5
185/43	0,156	28,9	300	0,102	30,6
240/32	0,118	28,3	400	0,075	30,0
240/39	0,122	29,3	500	0,060	30,0
240/56	0,120	28,8	600	0,050	30,0
300/39	0,096	28,8	700	0,043	30,1
300/48	0,098	29,4	800	0,036	28,8
300/66	0,100	30,0			
300/67	0,100	30,0			
330/30	0,086	25,8	**АН-50**	0,624	31,2
330/43	0,087	28,7	120	0,266	31,9
400/18	0,076	30,4	150	0,211	31,7
400/51	0,073	29,2	185	0,171	31,6
400/64	0,074	29,6			
400/93	0,071	28,4			
500/26	0,058	29,0	**АЖ**-50	0,676	33,8
500/64	0,058	29,0	120	0,288	34,6
600/72	0,050	30,0	150	0,229	34,4
1000/86	0,029	29,0	185	0,185	34,2

* Провода марки АСК имеют такие же сопротивления, как и провода марки АС.

Таблица П9.2

ВЛ 35–150 кВ со сталеалюминиевыми проводами

Номинальное сечение, мм²	r_0, Ом/км при 20° С	150 кВ		110 кВ		35 кВ
		x_0, Ом/км	b_0, см/км	x_0, Ом/км	b_0, см/км	x_0, Ом/км
70/11	0,422	0,460	2,459	0,444	2,547	0,432
95/16	0,301	0,450	2,519	0,434	2,611	0,421
120/19	0,244	0,441	2,565	0,427	2,658	0,414
150/24	0,204	0,434	2,611	0,420	2,707	0,406
185/29	0,159	0,429	2,645	0,413	2,747	–
240/32	0,118	0,420	2,702	0,405	2,808	–

Таблица П9.3

Кабели с бумажной изоляцией (на 1 км)

Сечение жилы, мм²	r_0, Ом		6 кВ		10 кВ		20 кВ		35 кВ	
	Медь	Алюминий	x_0, Ом	q_0, квар	x_0, Ом	q_0, квар	x_0, Ом	q_0, квар	x_0, Ом	q_0, квар
10	1,84	3,1	0,11	2,3	–	–	–	–	–	–
16	1,15	1,94	0,102	2,6	0,113	5,9	–	–	–	–
25	0,74	1,24	0,091	4,1	0,099	8,6	0,135	24,8	–	–
35	0,52	0,89	0,087	4,6	0,095	10,7	0,129	27,6	–	–
50	0,37	0,62	0,083	52	0,09	11,7	0,119	31,8	–	–
70	0,26	0,443	0,080	6,6	0,086	13,5	0,116	35,9	0,137	86
95	0,194	0,326	0,078	8,7	0,083	15,6	0,110	40,0	0,126	95
120	0,153	0,258	0,076	9,5	0,081	16,9	0,107	42,8	0,120	99
150	0,122	0,206	0,074	10,4	0,079	18,3	0,104	47,0	0,116	112
185	0,099	0,167	0,073	11,7	0,077	20,0	0,101	51,0	0,113	115
240	0,077	0,129	0,071	13,0	0,075	21,5	0,098	52,8	0,111	119
300	0,061	0,103	–	–	–		0,095	57,6	0,097	127
400	0,046	0,077	–	–	–	–	0,092	64,0		

Таблица П9.4

Маслонаполненные кабели и кабели с пластмассовой изоляцией 110–220 кВ (на 1 км)

Сечение жилы, мм²	Маслонаполненные					С пластмассовой изоляцией				
	r_0, Ом	110 кВ		220 кВ		r_0, Ом	110 кВ		220 кВ	
		x_0, Ом	q_0, квар	x_0, Ом	q_0, квар		x_0, Ом	q_0, квар	x_0, Ом	q_0, квар
150	0,122	0,200	1180	0,160	3600	–	–	–	–	–
185	0,099	0,195	1210	0,155	3650	–	–	–	–	–
240	0,077	0,190	1250	0,152	3780	–	–	–	–	–
270	0,068	0,185	1270	0,147	3850	0,092	0,120	450	0,120	1100
300	0,061	0,186	1300	0,145	3930	–	–	–	–	–
350	0,051	0,175	1330	0,140	4070	0,086	0,116	755	0,116	1900
400	0,046	0,170	1360	0,135	4200	–	–	–	–	–
425	0,042	0,165	1370	0,132	4260	–	–	–	–	–
500	0,037	0,160	1420	0,128	4450	0,060	0,110	830	0,110	2100
550	0,032	0,155	1450	0,124	4600	–	–	–	–	–
625	0,029	0,150	1500	0,120	4770	0,048	0,1	1040	0,1	2600
700	0,026	0,145	1550	0,116	4920	–	–	–	–	–
800	0,022	0,140	1600	0,112	5030	0,040	–	1250	–	3700

Таблица П9.5

Шунтирующие реакторы 6–750 кВ

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$S_{ном}$, МВ·А	ΔP, кВт
Трехфазные				
РТД	38,5	300	20	120
РТМ	11	170	3,3	40
	6,6	290	3,3	40

Окончание табл. П9.5

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$S_{ном}$, МВ·А	ΔP, кВт
Однофазные				
РОДЦ	$1200/\sqrt{3}$	430	300	3 × 900
	$787/\sqrt{3}$	242	110	3 × 320
	$525/\sqrt{3}$	198	60	3 × 150
РОДБС	$121/\sqrt{3}$	475	33,3	3 × 180
РОМ	$38,5/\sqrt{3}$	1350	30	3 × 180
	$11/\sqrt{3}$	173	1,1	3 × 20
	$6,6/\sqrt{3}$	288	1,1	3 × 20

Таблица П9.6

Одинарные реакторы 10 кВ

$I_{ном}$, А	$S_{ном}$, МВ·А	$X_р$, Ом	ΔP, кВт на фазу, реакторов марки	
			РБУ, РБ, РБД, РБГ, РБДУ, РБГД	РБНГ
400	6,9	0,35	1,6	–
		0,45	1,9	–
630	10,8	0,25	2,5	–
		0,40	3,2	–
		0,56	4,0	–
1000	17,3	0,14	3,5	–
		0,22	4,4	–
		0,28	5,2	–
		0,35	5,9	–
		0,45	6,6	7,2
		0,56	7,8	8,2
1600	27,7	0,14	6,1	–
		0,20	7,5	–
		0,25	8,3	9,8
		0,35	11,0	12,8

Окончание табл. П9.6

$I_{ном}$, А	$S_{ном}$, МВ·А	$X_р$, Ом	ΔP, кВт на фазу, реакторов марки	
			РБУ, РБ, РБД, РБГ, РБДУ, РБГД	РБНГ
2500	43,3	0,14	11,0	13,5
		0,20	14,0	16,8
		0,25	16,1	19,7
		0,35	20,5	23,9
4000	69,2	0,105	18,5	–
		0,18	27,7	–

Таблица П9.7

Сдвоенные реакторы 10 кВ

$I_{ном}$, А	$S_{ном}$, МВ·А	$X_{0,5}$, Ом	$X_{0,5р}$, Ом		$X_с$, Ом		ΔP, кВт на фазу	
			РБС, РБСД	РБСНГ	РБС, РБСУ, РБСД, БСДУ	РБСНГ	РБС, РБСД	РБСНГ
2 × 630	21,6	0,25	0,14	–	0,7	–	4,8	–
		0,40	0,20	–	1,2	–	6,3	–
		0,56	0,26	–	1,7	–	7,8	–
2 × 1000	34,6	0,14	0,07	–	0,42	–	6,4	–
		0,22	0,10	–	0,67	–	8,4	–
		0,28	0,13	–	0,86	–	10,0	–
		0,35	0,16	–	1,08	–	11,5	–
		0,45	0,23	0,25	1,34	1,3	13,1	15,4
		0,56	0,28	0,33	1,68	1,3	15,7	17,5
2 × 1600	55,4	0,14	0,06	–	0,44	–	11,5	–
		0,20	0,10	–	0,60	–	14,3	–
		0,25	0,12	0,12	0,76	0,75	16,7	22,1
2 × 2500	86,6	0,35	0,20	–	1,07	–	22,0	–
		0,14	0,07	0,06	0,43	0,45	22,5	29,3
		0,20	0,11	–	0,58	–	32,1	–

Примечание. $X_с$, $X_{0,5}$, $X_{0,5р}$ – индуктивные сопротивления реактора соответственно при включении обеих ветвей последовательно, одной ветви при отсутствии тока в другой, одной ветви при равных и встречно направленных токах в обеих ветвях.

Таблица П9.8

Трансформаторы 10–35 кВ мощностью 25–630 кВ·А (ГОСТ 12022–66)

Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение, кВ	Схема и группа соединения обмоток	Потери активной мощности, кВт			$u_к$, %	Ток холостого хода, %	Сопротивления обмоток трансформатора, Ом		Потери реактивной мощности, квар	
			холостого хода		к.з.			активное	реактивное	холостого хода	короткого замыкания
			уровень А	уровень Б							
25	10	У/Ун-0	0,105	0,125	0,6	4,5	3,2	96,0	152	0,80	0,95
	10	У/Zн-11	0,105	0,125	0,69	4,7	3,2	110,0	152	0,80	0,95
40	10	У/Ун-0	0,15	0,18	0,88	4,5	3,0	55,0	98,1	1,20	1,57
	10	У/Zн-11	0,15	0,18	1,0	4,7	3,0	62,5	99,5	1,20	1,59
63	10	У/Ун-0	0,22	0,265	1,28	4,5	2,8	32,3	63,7	1,76	2,53
	10	У/Zн-11	0,22	0,265	1,47	4,7	2,8	37,0	64,8	1,76	2,57
	20	У/Ун-0	0,245	0,29	1,28	5,0	2,8	129,0	290	1,76	2,88
	20	У/Zн-11	0,245	0,29	1,47	5,3	2,8	148,0	302	1,76	3,00
100	10	У/Ун-0	0,31	0,365	1,97	4,5	2,6	19,7	40,5	2,60	4,05
	10	У/Zн -11	0,31	0,365	2,27	4,7	2,6	22,7	41,2	2,60	4,12
	35	У/Ун-0	0,39	0,465	1,97	6,5	2,6	241,0	759	2,60	6,19
	35	У/Zн-11	0,39	0,465	2,27	6,8	2,6	278,0	785	2,60	6,41
160	10	У/Ун-0	0,46	0,54	2,65	4,5	2,4	10,4	26,2	3,84	6,69
	10	У/Δ-11	0,46	0,54	2,65	4,5	2,4	10,4	26,2	3,84	6,69
	10	У/Zн-11	0,46	0,54	3,1	4,7	2,4	12,1	26,8	3,84	6,85
	35	У/Ун-0	0,56	0,66	2,65	6,5	2,4	127,0	481,0	3,84	10,1
	35	У/Δ-11	0,56	0,66	2,65	6,5	2,4	127,0	481,0	3,84	10,1
	35	У/Zн-11	0,56	0,66	3,1	6,8	2,4	148,0	499,0	3,84	10,4

Окончание табл. П9.8

Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение, кВ	Схема и группа соединения обмоток	Потери активной мощности, кВт			$u_к$, %	Ток холостого хода, %	Сопротивления обмоток трансформатора, Ом		Потери реактивной мощности, квар	
			холостого хода		к.з.			активное	реактивное	холостого хода	короткого замыкания
			уровень А	уровень Б							
250	10	У/Ун-0	0,66	0,78	3,7	4,5	2,3	5,92	17,0	5,75	10,6
	10	У/Δ-11	0,66	0,78	3,7	4,5	2,3	5,92	17,0	5,75	10,6
	10	У/Zн-11	0,66	0,78	4,2	4,7	2,3	6,72	17,6	5,75	11,0
	35	У/Ун-0	0,82	0,96	3,7	6,5	2,3	72,5	310,0	5,75	15,8
	35	У/Δ-11	0,82	0,96	3,7	6,5	2,3	72,5	310,0	5,75	15,8
	35	У/Zн-11	0,82	0,96	4,2	6,8	2,3	82,3	322,0	5,75	16,5
400	30	У/Ун-0	0,62	1,08	5,5	4,5	2,1	3,44	10,7	8,40	17,1
	10	У/Δ-11	0,92	1,08	5,5	4,5	2,1	3,44	10,7	8,40	17,1
	10	Δ/Ун-11	0,92	1,08	5,9	4,5	2,1	3,69	10,6	8,40	17.0
	35	У/Ун-0	1,15	1,35	5,5	6,5	2,1	42,1	195,0	8,40	25,4
	35	У/Δ-11	1,15	1,35	5,5	6,5	2,1	42,1	195,0	8,40	25,4
630	10	У/Ун-0	1,42	1,68	7,6	5,5	2,0	1,.91	8,52	12,6	33,,8
	10	У/Δ-11	1,42	1,68	7,6	5,5	2,0	1,91	8,52	12,6	33,8
	10	Δ/Ун-11	1,42	1,68	8,5	5,5	2,0	2,14	8,46	12,6	33,6
	10	У/Ун-0	1,42	1,68	8,5	5,5	2,0	2,14	8,46	12,6	33,6
	35	У/Ун-0	1,7	2,0	7,6	6,5	2,0	23,5	124,0	12,6	40,2
	35	У/Δ-11	1,7	2,0	7,6	6,5	2,0	23,5	124,0	12,6	40,2

Примечание. Условные обозначения соединений обмоток:
У – звезда;
Ун – звезда с выведенной нулевой точкой;
Zн – зигзаг с выведенной нулевой точкой;
Δ – треугольник.

Таблица П9.9

Трансформаторы 10–35 кВ мощностью 1–80 МВ·А

Тип	Номинальная мощность, МВ·А	Номинальные напряжения обмоток, кВ		Потери активной мощности, кВт			$u_к$, %	Ток холостого хода, %	Сопротивления обмоток		Потери реактивной мощности	
				$\Delta P_{хх}$, кВт		$\Delta P_{кз}$, кВт			$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_{хх}$, квар	$\Delta Q_{кз}$, квар
		ВН	НН	уровень А	уровень Б							
ТМ	1,0	10	0,69	2,1	2,45	12,2	5,5	1,4	1,22	5,36	14,0	53,6
		10	10,5	2,1	2,45	11,6	5,5	1,4	1,16	5,38	14,0	53,8
		35	0,69	2,35	2,75	12,2	6,5	1,5	14,9	78,2	15,0	63,8
		35	10,5	2,35	2,75	11,6	6,5	1,5	14,2	78,3	15,0	64,0
	1,6	10	0,69	2,8	3,3	18,0	5,5	1,3	0,7	3,36	20,8	86,4
		10	6,3	2,8	3,3	16,5	5,5	1,3	0,64	3,38	20,8	86,4
		35	0,69	3,1	3,65	18,0	6,5	1,4	8,61	49,0	22,4	102
		35	10,5	3,1	3,65	16,5	6,5	1,4	7,90	49,1	22,4	103
	2,5	10	0,69	3,9	4,6	25,0	5,5	1,0	0,40	2,16	25,0	135
		10	10,5	3,9	4,6	23,5	5,5	1,0	0,38	2,17	25,0	135
		35	0,69	4,35	5,1	25,0	6,5	1,1	4,90	31,5	27,5	161
		35	10,5	4,35	5,1	23,5	6,5	1,1	4,61	31,5	27,5	161
	4,0	10	6,3	5,45	6,4	33,5	6,5	0,9	0,21	1,61	36,0	258
		35	10,5	5,7	6,7	33,5	7,5	1,0	2,56	22,8	40,0	298
	6,3	10	10,5	7,65	9,0	46,5	6,5	0,8	0,12	1,03	50,4	407
		35	10,5	8,0	9,4	46,5	7,5	0,9	1,44	14,5	56,7	470
ТНМ	1,0	10	0,69	2,1	2,45	12,2	5,5	1,4	1,22	5,36	14,0	53,6
		35	0,69	2,35	2,75	12,2	6,5	1,5	14,9	78,2	15,0	63,8
		35	11	2,35	2,75	11,6	6,5	1,5	14,2	78,3	15,0	64,0
	1,6	10	0,69	2,8	3,3	18,0	5,5	1,3	0,70	3,36	20,8	86,1
		10	6,3	2,8	3,3	16,5	5,5	1,3	0,64	3,38	20,8	86,4
		35	0,69	3,1	3,65	18,0	6,5	1,4	8,61	49,0	22,4	102
		35	11	3,1	3,65	16,5	6,5	1,4	7,90	49,1	22,4	103
	2,5	10	0,69	3,9	4,6	25,0	5,5	1,0	0,40	2,16	25,0	135
		10	6,3	3,9	4,6	23,5	5,6	1,0	0,38	2,17	25,0	135
		35	0,69	4,35	5,1	25,0	6,5	1,1	4,90	31,5	27,5	161
		35	11	4,35	5,1	23,5	6,5	1,1	4,61	31,5	27,5	161
	4,0	10	6,3	5,45	6,4	33,5	6,5	0,9	0,21	1,61	36,0	258
		35	11	5,7	6,7	33,5	7,5	1,0	2,56	22,8	40,0	298
	6,3	10	6,3	7,65	9,0	46,5	6,5	0,8	0,12	1,03	50,4	407
		35	11	8,0	9,4	46,5	7,5	0,9	1,44	14,5	56,7	470

Таблица П9.10

Трансформаторы 10–110 кВ мощностью до 31,5 МВ·А старой шкалы (ГОСТ 401–41)

Номинальная мощность, МВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Потери, кВт		Потери напряжения при номинальной нагрузке, %	Напряжение к. з., %	Ток холостого хода, %	Сопротивления обмоток трансформатора, Ом		Потери реактивной мощности, квар	
	ВН	НН	холостого хода	к. з.				активное	реактивное	холостого хода	к. з.
0,005	6,3	0,4	0,06	0,185	3,8	5,5	10	294	323	0,50	0,20
0,01	6,3	0,4	0,105	0,335	3,45	5,5	10	133,0	173	1,00	0,44
	10	0,4	0,140	0,335	3,45	5,5	10	335	436	1,00	0,44
0,02	6,3	0,4	0,18	0,6	3,1	5,5	9	59,5	91,5	1,80	0,92
	10	0,4	0,22	0,6	3,1	5,5	10	150	230	2,00	0,92
0,03	6,3	0,4	0,25	0,85	2,95	5,5	8	37,5	62,4	2,40	1,41
	10	0,4	0,3	0,85	2,95	5,5	9	94,4	157	2,70	1,41
0,05	6,3	0,525	0,35	1,325	2,75	5,5	7	21,0	38,3	3,50	2,41
	10	0,4	0,44	1,325	2,75	5,5	8	53,0	96,4	4,00	2,41
	35	0,4	0,54	1,325	2,85	6,5	9	649	454	4,50	2,97
0,075	6,3	0,525	0,49	1,875	2,6	5,5	6,5	13,0	2,9,1	4,88	4,12
	10	0,4	0,59	1,875	2,6	5,5	7,5	33,0	7,33	5,63	4,12
0,1	6,3	0,525	0,6	2,4	2,5	5,5	6,5	9,53	19,6	6,50	4,95
	10	0,525	0,73	2,4	2,5	5,5	7,5	24,0	49,5	7,50	4,95
	35	0,525	0,9	2,4	2,6	6,5	8	294	740	8,00	6,04
0,135	6,3	0,525	0,83	3,07	2,4	5,5	6,5	6,69	14,7	8,78	6,76
	10	0,525	1,0	3,15	2,46	5,5	7,5	17,3	36,9	10,2	6,72
0,18	6,3	0,525	1,0	4,0	2,35	5,5	6	4,90	11,1	10,8	9,06
	10	0,525	1,2	4,1	2,4	5,5	7	12,7	27,8	12,6	9,01
	10	3,15	1,5	4,1	2,4	5,5	8	12,7	27,8	14,4	9,01
	35	10,5	1,5	4,1	2,45	6,5	8	155	414	14,4	11,0

Продолжение табл. П9.10

Номинальная мощность, МВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Потери, кВт		Потери напряжения при номинальной нагрузке, %	Напряжение к. з., %	Ток холостого хода, %	Сопротивления обмоток трансформатора, Ом		Потери реактивной мощности, квар	
	ВН	НН	холостого хода	к. з.				активное	реактивное	холостого хода	к. з.
0,24	6,3	0,525	1,4	4,9	2,17	5,5	6	3,38	8,45	14,4	13,3
	10	0,525	1,6	5,1	2,25	5,5	7	8,85	21,1	16,8	12,2
0,32	6,3	0,525	1,6	6,07	2,05	5,5	6	2,35	6,40	19,2	16,5
	10	0,525	1,9	6,2	2,05	5,5	7	6,05	16,1	22,4	16,5
	10	3,15	2,3	6,2	2,05	5,5	7,5	6,05	16,1	24,0	16,5
	0,35	10,5	2,3	6,2	2,15	6,5	7,5	74,1	238	24,0	19,9
0,42	10	0,525	2,1	7,7	1,96	5,5	6,5	4,37	12,4	27,3	21,8
0,56	10	0,52	2 5	9,4	1,8	5,5	6	3,00	9,35	33.6	29,3
	10	6,3	3,36	9,4	1,8	5,5	6,5	3,00	9,35	36,4	29,3
	35	10,5	3,35	9,4	1,85	6,5	6,5	36,7	137	36,4	35,2
0,75	10	0,525	4,1	11,9	1,73	5,5	6	2,12	7,02	45,0	39,5
1,0	10	6,3	4,9	15,0	1,64	5,5	5	1,50	5,29	50,0	52,9
	35	10,5	5,1	15,0	1,7	6,5	5,5	18,4	77,5	55,0	63,2
1,34	10	6.3	6,0	19,5	1,59	5,5	5	1,07	3,93	67,5	71,6
	35	10,5	6,5	19,5	1,65	6,5	5,5	13,1	57,5	74,3	85,6
1,8	10	6,3	8,0	24,0	1,47	5,5	4,5	0,74	2,96	81,0	96,0
	35	10,5	8,3	24,0	1,53	6,5	5	9,07	43,3	90,0	115
2,4	10	6,3	9,2	31,5	1,45	5,5	4,5	0,55	2,23	108	128
	35	10,5	10,0	31,5	1,51	6,5	5	6,70	32,5	120	153
3,2	10	6,3	11,0	37,0	1,3	5,5	4	0,36	1,68	128	172
	38,5	10,5	11,5	37,0	1,4	7	4,5	5,36	32,0	144	221
	121	38,5	16,6	39,5	1,78	10,5	4,5	56,5	447	144	334

Окончание табл. П9.10

Номинальная мощность, МВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Потери, кВт		Потери напряжения при номинальной нагрузке, %	Напряжение к. з., %	Ток холостого хода, %	Сопротивления обмоток трансформатора, Ом		Потери реактивной мощности, квар	
	ВН	НН	холостого хода	к. з.				активное	реактивное	холостого хода	к. з.
4,2	10	6,3	14,0	47	1,27	5,5	4	0,27	1,28	168	226
	35	10,5	14,5	47	1,4	7	4,5	3,26	20,2	189	290
5,6	10	6,3	18,0	56	1,11	5,5	4	0,18	0,97	224	303
	38,5	10,5	18,5	57	1,3	7,5	4,5	2,69	19,7	252	416
	121	38,5	25,5	62,5	1,67	10,5	5	29,2	273	252	385
7,5	38,5	11	24	75	1,25	7,51	3,5	1,98	14,7	253	557
	121	38,5	33	77	1,58	0,5	4	20,0	204	300	784
10	38,5	11	29	92	1,2	7,5	3	1,36	11,0	300	744
	121	38,5	38,5	67,5	1,53	10,5	3,5	14,3	153	350	1046
15	38,5	11	39	122	1,1	8	3	0,80	7,86	450	1194
	121	38,5	50	133	1,44	10,5	3,5	8,65	102	525	1569
20	38,5	11	48	148	1,0	8	2,5	0,55	5,90	500	1593
	121	38,5	60	163	1,37	10,5	3	5,97	76,6	600	2094
31,5	38,5	11	73	180	0,9	8	2,2	0,27	3,75	693	2514
	121	38,5	86	200	1,19	10,5	2,7	2,95	48,7	851	3301

Таблица П9.11

Двухобмоточные трансформаторы 35 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар
			ВН	НН							
ТМ-100/35	0,1	±2 × 1,5 %	35	0,4	6,5	1,9	0,5	2,6	241	796	2,6
ТМ-160/35	0,16	±2 × 1,5 %	35	0,4; 0,69	6,5	2,6; 3,1	0,7	2,4	127; 148	498	3,8
ТМ-250/35	0,25	±2 × 1,5 %	35	0,4; 0,69	6,5	3,7; 4,2	1,0	2,3	72; 82	318	5,7
ТМН(ТМ)-400/35	0,4	±6 × 1,5 %	35	0,4; 0,69	6,5	7,6; 8,5	1,9	2,0	23,5; 26,2	126	12,6
ТМН(ТМ)-630/35	0,63	±6 × 1,5 %	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	11,6; 12,2	2,7	1,5	14,9; 14,2	79,6	15
ТМН(ТМ)-1000/35	1	±6 × 1,5 %	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	16,5; 18	3,6	1,4	7,9; 8,6	49,8	22,1
ТМН(ТМ)-1600/35	1,6	±6 × 1,5 %	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	11,2; 12,4	49,2	17,6
ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	±6 × 1,5 %	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	4,6; 5,1	31,9	27,5
ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	±6 × 1,5 %	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23	40
ТМН(ТМ)-6300/35	6,3	±6 × 1,5 %	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6	56,7

Окончание табл. П9.11

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар
			ВН	НН							
ТД-10000/35	10	±2 × 2,5 %	38,5	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,96	11,1	80
ТМН-10000/35	10	±9 × 1,3 %	36,75	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80
ТДНС-10000/35	10	±8 × 1,5 %	36,75	6,3; 10,5	8,0	60	12,5	0,6	0,81	10,8	60
ТД-16000/35	16	±2 × 2,5 %	38,5	6,3; 10,5	8,0	90	21	0,6	0,52	7,4	96
ТДНС-16000/35	16	±8 × 1,5 %	36,75	6,3–6,3; 10,5–10,5	10	85	18	0,55	0,45	8,4	88
ТРДНС-25000/35	25	±8 × 1,5 %	36,75	6,3–6,3; 10,5–10,5	9,5	115	25	0,5	0,25	5,1	125
ТРДНС-32000/35	32	±8 × 1,5 %	36,75	6,3–6,3; 10,5–10,5	11,5	145	30	0,45	0,19	4,8	44
ТРДНС-40000/35	40	±8 × 1,5 %	36,75	6,3–6,3; 10,5–10,5	11,5	170	36	0,4	0,14	3,9	160
ТРДНС-63000/35	63	±8 × 1,5 %	36,75	6,3–6,3; 10,5–10,5	11,5	250	50	0,3	0,1	2,5	220

Таблица П9.12

Двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$, кВ		$u_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар
			ВН	НН							
ТМН-2500/110	2,5	+10 × 1,5 % −8 × 1,5 %	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
ТМН-6300/110	6,3	±9 × 1,78 %	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
ТДН- 10000/1 10	10	±9 × 1,78 %	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
ТДН-16000/110	16	±9 × 1,78 %	115	6,6; 11; 34,5	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
ТРДН-25000/110 (ТРДНФ-25000/110)	25	±9 × 1,78 %	115	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
ТДНЖ-25000/110	25	±9 × 1,78 %	115	27,5	10,5	120	30	0,7	2,5	55,5	175
ТД-40000/110	40	±2 × 2,5 %	121	3,15; 6,3; 10,5	10,5	160	50	0,65	1,46	38,4	260
ТРДН-40000/110	40	±9 × 1,78 %	115	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260

Окончание табл. П9.12

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$, кВ		$u_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар
			ВН	НН							
ТРДЦН-63000/110 (ТРДН)	63	±9 × 1,78 %	115	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410
ТРДЦНК-63000/110	63	±9 × 1,78 %	115	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	10,5	245	59	0,6	0,8	22	378
ТДЦ-80000/110	80	±2 × 2,5 %	121	6,3; 10,5; 13,8	10,5	310	70	0,6	0,71	19,2	480
ТРДЦН-80000/110 (ТРДН) (ТРДЦНК)	80	±9 × 1,78 %	115	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480
ТДЦ-125000/110	125	±2 × 2,5 %	121	10,5; 13,8	10,5	400	120	0,55	0,37	12,3	687,5
ТРДЦН-125000/110	125	±9 × 1,78 %	115	10,5–10,5	10,5	400	100	0,55	0,4	11,1	687,5
ТДЦ-200000/110	200	±2 × 2,5 %	121	13,8; 15,75; 18	10,5	550	170	0,5	0,2	7,7	1000
ТДЦ-250000/110	250	±2 × 2,5 %	121	15,75	10,5	640	200	0,5	0,15	6,1	1250
ТДЦ-400000/110	400	±2 × 2,5 %	121	20	10,5	900	320	0,45	0,08	3,8	1800

Таблица П9.13

Трехобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	$U_{ном}$ обмоток, кВ			Потери мощности			Сопротивления обмоток, Ом			
		ВН	СН	НН	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$Q_х$, квар	$\frac{R_{ВН} = /}{R_{СН} = /}$ $R_{НН}$	$X_{ВН}$	$X_{СН}$*	$X_{НН}$
ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	6,6; 11	58	14	75,6	9,7	225,7	0	131,2
ТДТН- 10000/110	10	115	11,5; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	76	17	110	5	142,2	0	82,7
ТДТН-16000/110	16	115	22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	100	23	160	2,6	88,9	0	52
ТДТН-25000/110	25	115	11; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	140	31	175	1,5	56,9	0	35,7
ТДТНЖ-25000/110	25	115	38,5; 27,5	6,6; 11; 27,5	140	42	225	1,5	57	0 (33)	33 (0)
ТДТН-40000/110	40	115	11; 22; 34,5; 38,5; 27,5; 35,5	6,6; 11	200	43	240	0,8	35,5	0 (22,3)	22,3 (0)
ТДТНЖ-40000/110	40	115	11; 22; 34,5; 38,5; 27,5; 35,5	6,6; 11; 27,5	200	63	320	0,9	35,5	0 (20,7)	20,7 (0)
ТДТН-63000/110 (ТДЦТН, ТДТНМ)	63	115	11; 34,5; 38,5	6,6; 11	200	63	441	0,5	22,0	0	13,6
ТДТН-80000/110 (ТДЦТН, ТДЦТНК)	80	115	38,5	6,6; 11	290	56	480	0,4	18,6 (21,7)	0 (10,7)	11,9 (0)

* При указании второго значения $X_{СН}$ в скобках обмотки НН трансформаторов с $X_{СН} = 0$ изготавливаются с $U_{ном}$, равным 6,3 или 10,5 кВ.

Таблица П9.14

Двухобмоточные трансформаторы 150 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар
			ВН	НН							
ТДН-16000/150	16	±8 × 1,5 %	158	6,6; 11	11	85	21	0,8	8,3	172	128
ТРДН-32000/150	32	±8 × 1,5 %	158	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	10,5	145	35	0,7	3,54	82	224
ТРДН-63000/150	63	±8 × 1,5 %	158	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	10,5	235	59	0,65	1,48	41,6	410
ТЦ-250000/150; ТДЦ-250000/150	250	—	165	10,5; 13,8; 15,75	11	640	190	0,5	0,3	12	1250

Таблица П9.15

Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 150 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	$U_{ном}$ обмоток, кВ			Потери мощности			$U_{ном}$ обмоток, кВ			
		ВН	СН	НН	СН	ВН	СН	$R_{вн} = / R_{сн} = / R_{нн}$*	$X_{вн}$	$X_{сн}$	$X_{нн}$
ТДТН-16000/150	16	158	38,5	6,6; 11	96	25	160	4,7	176	0	103,5
ТДТН-25000/150	25	158	38,5	6,6; 11	145	34	225	2,9	112,5	0	67,5
ТДТНЖ-25000/150	25	158	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	145	34	225	2,9	112,5	0	67,4
ТДТН-40000/150	40	158	38,5	6,6; 11	185	53	320	1,45	70	0	42,2
ТДТН-63000/150	63	158	38,5	6,6; 11	285	67	431	0,9	44,7	0	26,8
АТДТНГ-100000/150	100	158	115	6,6	310; 235; 230	75	1500	0,54/0,2/14,2	6,6	6,6	30,9

* Кроме АТДТНГ-100000/150.

Таблица П9.16

Двухобмоточные трансформаторы 220 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар
			ВН	НН							
ТРДН-40000/220	40	±8 × 1,5 %	230	6,6–6,6; 11–11	12	170	50	0,9	5,6	158,7	360
ТРДЦН-63000/220 (ТРДН)	63	±8 × 1,5 %	230	6,6–6,6; 11–11	12	300	82	0,8	3,9	100,7	504
ТДЦ-80000/220	80	±2 × 2,5 %	242	6,3; 10,5; 13,8	11	320	105	0,6	2.9	80,5	480
ТРДЦН-100000/220	100	±8 × 1,5 %	230	11–11; 38,5	12	360	115	0,7	1,9	63,5	700
ТДЦ-125000/220	125	±2 × 2,5 %	242	10,5; 13,8	11	380	135	0,5	1,4	51,5	625
ТРДЦН-160000/220	160	±8 × 1,5 %	230	11–11; 38,5	12	525	167	0,6	1,08	39,7	960
ТДЦ-200000/220	200	±2 × 2,5 %	242	13,8; 15,75; 18	11	580	200	0,45	0,77	32,2	900

Окончание табл. П9.16

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар
			ВН	НН							
ТДЦ-250000/220	250	–	242	13,8; 15,75	11	650	240	0,45	0,6	25,7	1125
ТДЦ-400000/220	400	–	242	13,8; 15,75; 20	11	880	330	0,4	0,29	16,1	1600
ТЦ-630000/220	630	–	242	15,75; 20	12,5	1300	380	0,35	0,2	11,6	2205
ТЦ-1000000/220	1000	–	242	24	11,5	2200	480	0,35	0,2	6,7	3500

Таблица П9.17

Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	$U_{ном}$ обмоток, кВ			Потери мощности			Сопротивления обмоток, Ом			
		ВН	СН	НН	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$Q_х$, квар	$R_{ВН} = / R_{СН} = / R_{НН}^*$	$X_{ВН}$	$X_{СН}$	$X_{НН}$
ТДТН-25000/220	25	230	38,5	6,6; 11	135	50	300	5,7	275	0	148
ТДТНЖ-25000/220	25	230	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	135	50	300	5,7	275	0	148
ТДТН-40000/220	40	230	38,5	6,6; 11	220	55	440	3,6	165	0	125
ТДТНЖ-40000/220	40	230	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	240	66	440	3,9	165	0	125
АТДЦТН-63000/220/110	63	230	121	6,6; 11; 27,5; 38,5	215	45	315	1,4/1,4/2,8	104	0	195,6
АТДЦТН-63000/220/110/0,4*	63	230	121	0,4	180	33	315	1,2/1,2/120	104	0	195,6
АТДЦТН-125000/220/110	125	230	121	6,3; 6,6; 10,5; 11; 38,5	290/ 305	85/ 65	625	0,5/0,5/1,0	48,6	82,5	625
АТДЦТН-125000/220/110/0,4*	125	230	121	0,4	305	54	625	0,52	48,6	82,5	625
АТДЦТН-200000/220/110/0,4	200	230	121	6,3; 6,6; 10,5; 11; 15,75; 38,5	125	125	1000	0,3/0,3/0,6	30,4	0	54,2
АТДЦТН -250000/220/110	250	230	121	10,5; 38,5	145	145	1250	0,2/0,2/0,4	25,5	0	1250

* Кроме указанных тремя значениями.

Таблица П9.18

Двухобмоточные трансформаторы 330 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар
			ВН	НН							
ТРДНС-40000/330	40	±8 × 1,5 %	330	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	11	180	80	1,4	12,3	299	560
ТРДЦН-63000/330	63	±1,5 %	330	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	11	265	120	0,7	7,3	190	441
ТДЦ-125000/330	125	–	347	10,5; 13,8	11	360	145	0,5	2,78	106	625
ТДЦ-200000/330	200	–	347	13,8; 15,75; 18	11	560	220	0,45	1,68	66,2	900

Окончание табл. П9.18

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар
			ВН	НН							
ТДЦ-250000/330	250	–	347	13,8; 15,75	11	605	240	0,45	1,2	52,9	1125
ТЦС-400000/330, ТДЦ-400000/330	400	–	347	15,75; 20	11	810	365	0,4	0,6	33	1600
ТЦ-630000/330	630	–	347	15,75; 20; 24	11	1300	405	0,35	0,4	21	2205
ТЦ-1000000/330	1000	–	347	24	11,5	2200	480	0,4	0,26	13,2	4000
ТЦ-1250000/330	1250	–	347	24	14	2300	750	0,75	0,2	10,6	5375

Таблица П9.19

Трехфазные и однофазные автотрансформаторы 330 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	$U_{ном}$ обмоток, кВ			Потери мощности			Сопротивления обмоток, Ом			
		ВН	СН	НН	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$Q_х$, квар	$R_{ВН} / R_{СН} / R_{НН}$	$X_{ВН}$	$X_{СН}$	$X_{НН}$
АТДЦТН-125000/330/110	125	330	115	6,3; 10,5; 15,75; 38,5	370	115	625	1,3/1,3/2,6	91,5	0	213,4
АТДЦТН-200000/330/110	200	330	115	6,6; 10;5; 38,5	600	180	1000	0,8/0,8/2,0	58,5	0	126,6
АТДЦТН-250000/330/150	250	330	158	10;5; 38,5	660/490/400	165	1250	1,07/0,08/4,3	49	0	182,6
АТДЦТН-240000/330/220	240	330	242	11; 38,5	500/260/250	130	1200	0,5/0,5/7,3	45	0	300
АОДЦТН-133000/330/220	133	$330/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	10;5; 38,5	280/125/105	55	600	0,62/0/3,5	28,7	0	136,5

Таблица П9.20

Трехфазные и однофазные автотрансформаторы 500–750 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	$U_{ном}$ обмоток, кВ			Потери мощности			Сопротивления обмоток, Ом			
		ВН	СН	НН	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$Q_х$, квар	$R_{ВН} / R_{СН} / R_{НН}$	$X_{ВН}$	$X_{СН}$	$X_{НН}$
АТДЦТН-250000/500/110	250	500	121	10,5; 11; 38,5	550/640	270/230	1125	1,7/0,5/3,5	107,5	0	132,5
АТДЦТН-500000/500/220	500	500	–	230	1050	230	1500	1,05/0/1,05	57	–	–
АО ДЦТН-167000/500/220	167	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	11; 13,8; 15,75; 20; 38,5	325	125	2000	0,65/0,35/2,8	61,1	0	113,5
АОДЦТН-167000/500/330	167	$500/\sqrt{3}$	$330/\sqrt{3}$	10,5; 38,5	320	70	1500	0,5/0,5/2,4	38,8	0	296
АОДЦТН-267000/500/220	267	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	10,5; 15,5; 20,2	490	150	2800	0,28/0,28/1	39,8	0	75,6
АОДЦТН-333000/750/330	333	$750/\sqrt{3}$	$330/\sqrt{3}$	15,75	580	250	3500	0,5/0,5/1,35	59,1	0	98,5
АО ДЦТН-417000/750/500	417	$750/\sqrt{3}$	$500/\sqrt{3}$	10,5; 15,75	700	280	2500	0,12/0,12/3,24	55,1	0	309

Таблица П9.21

Трехфазные и однофазные двухобмоточные трансформаторы 500–750 кВ (без регулирования напряжения)

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Каталожные данные						Расчетные данные (на три фазы)		
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар
		ВН	НН							
ТДЦ-250000/500, ТЦ-250000/500	250	525	15,75	13	600	250	0,45	2,65	143	1125
ТДЦ-400000/500, ТЦ-400000/500	400	525	13,8; 15,75; 20	13	800	350	0,4	1,4	89,5	1600
ТЦ-630000/500	630	525	15,75; 20; 24	14	1300	500	0,35	0,9	61,3	2205
ТЦ-1000000/500	1000	525	24	14,5	2000	600	0,38	0,55	40	3800
ОЦ-533000/500	533	$525/\sqrt{3}$	15,75; 24	13,5	1400	300	0,3	0,45	23,3	4797
ОРЦ-417000/750	417	$786/\sqrt{3}$	20; 24	14	800	400	0,3	0,96	69,3	3753

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АО – Акционерное общество

АО-энерго – Акционерное общество энергетики и электрификации (региональная энергосистема)

АСДУ – Автоматизированная система диспетчерского управления

АСКУЭ – Автоматизированная система контроля и управления электропотреблением

БСК – Батарея статических конденсаторов

ВЗ – Высокочастотный заградитель

ВЛ – Воздушная линия электропередачи

ВН – Высшее напряжение (трансформатора)

ВЧ – Высокочастотный

ГОСТ – Государственный стандарт

ГЭС – Гидравлическая электростанция

ДВП – Допустимый вклад потребителя (в значение ПКЭ)

ЕЭС – Единая энергетическая система

ЗРУ – Закрытое распределительное устройство

ИК – Измерительный комплекс

КРМ – Компенсация реактивной мощности

КРУ – Комплектное распределительное устройство

КРУН – Комплектное распределительное устройство наружного исполнения

КУ – Компенсирующее устройство

КЭ – Качество электроэнергии

МСП – Мероприятие по снижению потерь

НДН – Нормативный допустимый небаланс

НН – Низшее напряжение (трансформатора)

НХТП – Нормативная характеристика технологических потерь электроэнергии

ОАО – Открытое акционерное общество

ОВБ – Оперативно-выездная бригада

ОИК – Оперативно-информационный комплекс

ОПН – Ограничитель перенапряжений

ОПУ – Оперативный пункт управления

ОЭС – Объединенная энергосистема

ПБВ – переключение (ответвлений обмоток трансформатора) без возбуждения (при отключенной нагрузке)

ПКЭ – Показатель качества электроэнергии

ПС – Подстанция

ПУЭ – Правила устройства электроустановок

ПЭС – Предприятие электрических сетей

РВ – Разрядник вентильный

РЗА – Релейная защита и автоматика

РН – Регулирование напряжения

РПН – Регулирование под нагрузкой

РСК – Распределительная сетевая компания

РТ – Распределительный трансформатор

РУ – Распределительное устройство

РЭС – Район электрических сетей

СД – Синхронный двигатель

СЗА – Степень загрязненности атмосферы

СК – Синхронный компенсатор

СН – Собственные нужды (подстанции, электростанции); в прил. 9 – среднее напряжение (автотрансформатора)

СТК – Статический тиристорный компенсатор

СХН – Статическая характеристика нагрузки

ТДН – Технически допустимый небаланс

ТИ – Телеизмерение

ТК – Точка контроля (ПКЭ)

ТН – Трансформатор напряжения

ТОП – Точка общего присоединения

ТП – Трансформаторная подстанция

ТТ – Трансформатор тока

ТЭЦ – Теплоэлектроцентраль

УР – Установившийся режим

ФВП – Фактический вклад потребителя (в значение ПКЭ)

ФКУ – Фильтрокомпенсирующая установка

ФНЭ – Фактический небаланс электроэнергии на объекте

ЦП – Центр питания

ЭДС – Электродвижущая сила

ЭП – Электроприемник

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Анисимов Л. П., Левин М. С., Пекелис В. Г.* Методика расчета потерь энергии в действующих распределительных сетях // Электричество. 1975. № 4.

2. *Железко Ю. С., Костюшко В. А., Крылов С. В.* и др. Потери электроэнергии в электрических сетях, зависящие от погодных условий // Электрические станции. 2004. № 11.

3. *Jerzy Saferna.* Praca izolatorow liniowych i stacyjnych w warunkach zabrudzeniowych. –Warszawa, 1968.

4. *Никифоров Е. П.* Повышение эффективности удаления гололедообразований с проводов ВЛ // Электрические станции. 2004. № 2.

5. *Инструкция* по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций 35-500 кВ. – М. : СПО Союзтехэнерго, 1981.

6. *Типовая методика* выполнения измерений количества электрической энергии. РД 34.11.333–97. – М. : РАО «ЕЭС России», 1997.

7. *Типовая инструкция* по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101–94, с изменением № 1. – М. : ЭНАС, 2004.

8. *Раскулов Р. Ф.* Влияние вторичной нагрузки на погрешности трансформаторов тока // Электрические станции. 2003. № 7.

9. *Нагорный П. Д.* Актуальность поверки измерительных трансформаторов тока и напряжения, задействованных в коммерческом учете электрической энергии // Нормирование, анализ и снижение потерь в электрических сетях. Информационные материалы. – М. : ЭНАС, 2002.

10. *Циркуляр № 01–99(Э).* О повышении точности коммерческого и технического учета электроэнергии. – Департамент стратегии развития и научно-технической политики РАО «ЕЭС России», 23 февраля 1999 г.

11. *Казанцев А. В., Теличкин В. И., Садовская А. С., Казанцева И. А.* Влияние систематической составляющей относительной погрешности однофазных индукционных счетчиков бытового сектора на определение величины товарной продукции энергопредприятия // Нормирование, анализ и снижение потерь в электрических сетях. Информационные материалы. – М. : ЭНАС, 2002.

12. *Заугольников В. Ф.* Погрешности в учете электроэнергии при работе измерительных трансформаторов на малых токах // Энергетик. 2005. № 5.

13. *Инструкция* по учету электроэнергии в энергосистемах. И 34.34.006–83. – М. : СПО ОРГРЭС, 1983.

14. *Железко Ю. С.* Погрешности учета электроэнергии // Электрические станции. 1984. № 1.

15. *Железко Ю. С.* Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. – М. : Энергоатомиздат, 1989.

16. *Железко Ю. С.* Оценка потерь электроэнергии, обусловленных инструментальными погрешностями измерения // Электрические станции. 2001. № 8.

17. *Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В.* Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М. : ЭНАС, 2002.

18. *Железко Ю. С.* Недоучет электроэнергии, допустимые небалансы и их отражение в нормативах потерь // Электрические станции. 2003. № 11.

19. *Бохмат И. С., Воротницкий В. Э., Татаринов Е. П.* Снижение коммерческих потерь в электроэнергетических системах // Электрические станции. 1998. № 9.

20. *Арутюнян А. А.* Основы энергосбережения. – М. : Энергосервис, 2007.

21. *Арион В. Д., Журавлев В. Г.* Применение динамического программирования к задачам электроэнергетики. – Кишинев : Штиинца, 1981.

22. *Ковалев И. Н.* Метод учета дискретности стандартных мощностей конденсаторных батарей при расчетах компенсации реактивных нагрузок // – Изв. вузов. Электромеханика. 1972. № 3.

23. *Карпов Ф. Ф.* Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях. – М. : Энергия, 1975.

24. *Шидловский А. К., Кузнецов В. Г.* Повышение качества энергии в электрических сетях. –Киев : Наукова думка, 1985.

25. *Церазов Л. А., Якименко Н. И.* Исследование влияния несимметрии и несинусоидальности напряжения на работу асинхронных двигателей. Информационные материалы № 70. – М. : Госэнергоиздат, 1963.

26. *Жежеленко И. В.* Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. – М. : Энергоатомиздат, 2000.

27. *Борисов Б. П., Вагин Г. Я.* Электроснабжение электротехнологических установок. –Киев : Наукова думка, 1985.

28. *Карташев И. И., Тульский В. Н., Шамонов Р. Г.* и др. Управление качеством электроэнергии. – М. : Издательский дом МЭИ, 2006.

29. *Железко Ю. С., Савченко О. В.* Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. № 10.

30. *Справочник* по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. – М. : Энергоатомиздат, 1985.

31. *Потери электроэнергии* в электрических сетях энергосистем / под ред. В. Н. Казанцева. – М. : Энергоатомиздат, 1983.

32. *Красновский А. З.* Использование эквивалентного сопротивления при планировании расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям // Электрические станции. 1988. № 1.

33. *Зельцбург Л. М., Карпова Э. Л.* О методике использовании годовых нагрузочных потерь электроэнергии // Электричество. 1985. № 11.

34. *Железко Ю. С., Васильчиков Е. А.* О рациональных способах определения числа часов наибольших потерь и коэффициента формы графика // Электрические станции. 1988. № 1.

35. *Железко Ю. С.* Способы расчета числа часов максимальных потерь электроэнергии // Изв. вузов. Энергетика. 1990. № 11.

36. *Крылов С. В., Баранов М. И.* Применение алюминиевых сплавов в конструкциях арматуры для ВЛ // Энергетическое строительство. 1979. № 10.

37. *Инструкция* по эксплуатации средств защиты от перенапряжений. И 34-70-021–85. – М. : СПО «Союзтехэнерго», 1986.

38. *Справочник* по электрическим установкам высокого напряжения / под ред. И. А. Баумштейна и М. В. Хомякова. – М. : Энергоатомиздат, 1981.

39. *Тиходеев Н. Н., Шур С. С.* Изоляция электрических сетей. – Л. : Энергия, 1979.

40. *Электротехнический справочник.* Т. 2. – М. : Издательство МЭИ, 1998.

41. *ГОСТ 6570–96.* Счетчики электрические активной и реактивной энергии индукционные. Общие технические условия.

42. *ГОСТ 30207–94 (МЭК 1036–90).* Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 1 и 2).

43. *Федосенко Р. Я.* Надежность электроснабжения и электрические нагрузки. – М. : Энергия, 1974.

44. *Железко Ю. С., Артемьев А. В.* Определение симметричных составляющих напряжений с помощью вольтметра. // Изв. вузов. Энергетика. 1985. № 2.

45. *IEC 61000-4-30: 2008.* Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods (MOD).

46. *Инструктивные материалы* Главгосэнергонадзора. – М. : Энергоатомиздат, 1983.

47. *ГОСТ 13109–97.* Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ 3

Глава 1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ТЕРМИНОЛОГИЯ В ОБЛАСТИ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 6

1.1. Потери электроэнергии или расход на передачу? 6
1.2. Структура потерь электроэнергии 8
1.3. Экономически обоснованный уровень потерь электроэнергии 13
1.4. Небалансы электроэнергии 15
1.5. Нормирование потерь 17
1.5.1. Общие положения 17
1.5.2. Закономерности изменения составляющих потерь 22
1.6. Термины и определения 27

Глава 2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 30

2.1. Нагрузочные потери 30
2.1.1. Общие положения расчетов нагрузочных потерь мощности и электроэнергии 30
2.1.2. Характеристики графиков нагрузки 34
2.1.3. Учет различий конфигурации графиков нагрузки узлов 41
2.1.4. Характеристики режимов напряжения 44
2.1.5. Расчет режима замкнутой электрической сети 45
2.1.6. Балансировка узловых нагрузок и суммарной нагрузки сети 48
2.1.7. Расчет потерь электроэнергии в сети при наличии реверсивных перетоков по линиям связи с внешними объектами 49
2.1.8. Параметры линий и трансформаторов 51
2.1.9. Расчетные формулы для определения нагрузочных потерь электроэнергии 54
2.1.10. Относительные потери мощности и электроэнергии 55
2.1.11. Расчет потерь электроэнергии в сетях 0,4 кВ 56
2.1.12. Расчет потерь во внутридомовых сетях многоэтажных зданий 64
2.1.13. Нормативные методы расчета нагрузочных потерь и классы их точности 65
2.1.14. Нагрузочные потери в оборудовании подстанций 66
2.2. Условно-постоянные потери 69
2.2.1. Потери холостого хода в силовых трансформаторах 69
2.2.2. Потери в компенсирующих устройствах 70
2.2.3. Потери в шунтирующих реакторах 72
2.2.4. Потери в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций 72
2.2.5. Потери в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжения, устройствах присоединения ВЧ-связи, измерительных трансформаторах и счетчиках прямого включения 73
2.2.6. Потери в изоляции кабельных линий 76
2.2.7. Потери в трансформаторах дугогасящих реакторов 77
2.3. Потери, определяемые погодными условиями 78
2.3.1. Общая характеристика 78
2.3.2. Потери на корону 79
2.3.3. Потери от токов утечки по изоляторам воздушных линий 85
2.3.4. Расход электроэнергии на плавку гололеда 90

Глава 3. РАСХОД ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИЙ 93

3.1. Структура электроприемников собственных нужд 93
3.2. Нормы расхода электроэнергии 95
3.2.1. Общеподстанционный расход электроэнергии 95
3.2.2. Расход электроэнергии на обдув и охлаждение трансформаторов 96
3.2.3. Расход электроэнергии на обогрев оборудования 96
3.2.4. Расход электроэнергии на обеспечение работы воздушных выключателей и масляных выключателей с пневматическим приводом 99
3.2.5. Расход электроэнергии на вспомогательные устройства синхронных компенсаторов и здание вспомогательных устройств 100
3.2.6. Расход электроэнергии на системы управления подстанцией 100
3.3. Температурные коэффициенты 101

Глава 4. НЕДОУЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ДОПУСТИМЫЕ НЕБАЛАНСЫ, КОММЕРЧЕСКИЕ ПОТЕРИ 104

4.1. Погрешности средств измерения 104
4.1.1. Общие положения 104
4.1.2. Погрешности трансформаторов тока и напряжения 108
4.1.3. Погрешности электрических счетчиков 118
4.1.4. Оценка «нормального» недоучета 120
4.2. Коммерческие потери 127
4.3. Допустимые небалансы электроэнергии 130
4.3.1. Общие положения 130
4.3.2. Нормативные условия работы приборов 131
4.3.3. Расчет суммарного небаланса электроэнергии в группе объектов 133
4.3.4. Распределение суммарного недоучета по напряжениям сетей, входящих в объект 134
4.3.5. Примеры расчета погрешностей учета и небалансов электроэнергии 138

Глава 5. АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ОЦЕНКА ПРАВИЛЬНОСТИ РАСЧЕТОВ 142

5.1. Цели и методы 142
5.1.1. Анализ потерь электроэнергии 142
5.1.2. Проверка правильности расчетов потерь 143
5.2. Удельные потери мощности и электроэнергии 146
5.2.1. Сети 6–220 кВ 146
5.2.2. Сети 0,4 кВ 149
5.3. Экспресс-анализ результатов расчета 150
5.4. Анализ небалансов электроэнергии 154
5.4.1. Анализ исходных данных 154
5.4.2. Анализ результатов расчета 156
5.4.3. Соотношение небалансов электроэнергии в основной и распределительных сетях 158
5.4.4. Определение небалансов электроэнергии за длительный период по результатам расчета небалансов за входящие в период месяцы 159
5.5. Интервальный анализ потерь электроэнергии 161
5.5.1. Общие положения 161
5.5.2. Погрешности расчетов потерь электроэнергии 163
5.5.3. Порядок проведения интервального анализа 171
5.6. Нормативные характеристики потерь электроэнергии 179
5.6.1. Общие положения методики расчета 179
5.6.2. Расчет нормативных характеристик потерь при большом числе факторов 189

5.7. Программный комплекс РАП-стандарт 191
5.7.1. Состав программного комплекса 191
5.7.2. Характеристики программ 193
5.7.3. Сертификат, лицензия, аккредитация 194

Глава 6. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 198

6.1. Структура мероприятий 198
6.2. Оценка эффективности мероприятий 203
6.2.1. Оптимизация режимов электрических сетей по напряжению и реактивной мощности 203
6.2.2. Установка и ввод в работу автоматических регуляторов напряжения и реактивной мощности, средств телеизмерений параметров режима сети и средств АСКУЭ 206
6.2.3. Перевод генераторов электростанций в режим синхронного компенсатора 206
6.2.4. Оптимизация мест размыкания контуров электрических сетей с различными номинальными напряжениями 207
6.2.5. Оптимизация законов регулирования напряжения в центрах питания радиальных электрических сетей 208
6.2.6. Оптимизация мест размыкания линий 6–35 кВ с двусторонним питанием 214
6.2.7. Отключение части трансформаторов в режимах малых нагрузок 215
6.2.8. Выравнивание нагрузок фаз в сетях 0,4 кВ 216
6.2.9. Мероприятия по реконструкции сетей и установке технических средств снижения потерь 216
6.2.10. Мероприятия по совершенствованию системы учета и снижению хищений электроэнергии 218

Глава 7. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ 220

7.1. Расчет оптимальной мощности компенсирующих устройств 220
7.1.1. Что такое реактивная мощность? 220
7.1.2. Влияние реактивной мощности на экономические и технические характеристики сетей 223
7.1.3. Закономерности оптимальных решений по компенсации реактивной мощности 227
7.1.4. Выбор оптимальной мощности КУ в узлах сложной сети 232
7.1.5. Интервалы неопределенности экономического эффекта от установки КУ, обусловленные погрешностями исходных данных о нагрузках узлов 238

7.1.6. Учет влияния реактивной мощности на напряжение при расчете мощности КУ ... 243
7.1.7. Учет дискретности стандартных мощностей КУ ... 246
7.1.8. Учет затрат на пропускную способность сетей ... 247
7.1.9. Удельное снижение потерь электроэнергии в сетях при установке КУ ... 248
7.1.10. Потери электроэнергии в КУ ... 249
7.2. Взаимоотношения энергоснабжающих организаций и потребителей электроэнергии в части условий потребления и генерации реактивной мощности ... 252
7.2.1. Необходимость регулирования взаимоотношений ... 252
7.2.2. Нормативные документы ... 254
7.2.3. Значения коэффициентов реактивной мощности, указываемые в договорах на оказание услуг по передаче электрической энергии ... 258
7.2.4. Расчет повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электрической энергии ... 263

Глава 8. **КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ** ... 270

8.1. Параметры электроэнергии ... 270
8.1.1. Отклонения и колебания напряжения и частоты ... 270
8.1.2. Несимметрия трехфазных напряжений и токов ... 274
8.1.3. Несинусоидальность напряжений и токов ... 282
8.1.4. Импульсы, кратковременные провалы и выбросы напряжения ... 284
8.2. Влияние параметров электроэнергии на электрооборудование ... 285
8.2.1. Характеристики влияния ... 285
8.2.2. Влияние параметров электроэнергии на потери в сетях и оборудовании ... 286
8.2.3. Влияние параметров электроэнергии на сроки службы оборудования ... 290
8.2.4. Технологический ущерб ... 292
8.2.5. Влияние параметров электроэнергии на приборы учета ... 294
8.2.6. Учет случайного характера изменения параметров электроэнергии при оценке допустимости режимов работы оборудования ... 295
8.2.7. Технические средства повышения качества электроэнергии ... 300
8.3. Нормирование качества электроэнергии ... 305
8.3.1. Показатели качества электроэнергии ... 305
8.3.2. Нормы на допустимые значения показателей качества электроэнергии ... 306
8.3.3. Сертификация электроэнергии ... 311
8.4. Регулирование напряжения ... 312
8.4.1. Распределительные сети 6–20 и 0,4 кВ ... 312
8.4.2. Основные сети 35 кВ и выше ... 324
8.4.3. Требования к отклонениям напряжения, указываемые в договорах электроснабжения ... 324
8.5. Требования к потребителям в части влияния на качество электроэнергии ... 326
8.5.1. Расчет параметров допустимого влияния потребителя на качество электроэнергии в точке его присоединения к сети общего назначения ... 326
8.5.2. Определение фактического влияния потребителя на качество электроэнергии ... 333

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ... 341

ПРИЛОЖЕНИЯ ... 343

Приложение 1. Интегральные характеристики графиков нагрузки и напряжения ... 345
Приложение 2. Потери электроэнергии в оборудовании сетей и подстанций ... 356
Приложение 3. Методы расчета технических потерь электроэнергии в сетях 0,4 кВ ... 368
Приложение 4. Погрешности методов расчета нагрузочных потерь электроэнергии ... 378
Приложение 5. Отражение реверсивных перетоков в нормативной характеристике потерь электроэнергии ... 395
Приложение 6. Определение симметричных составляющих по результатам измерения фазных и междуфазных напряжений ... 399
Приложение 7. Допустимая вероятность выхода случайного процесса за установленный уровень ... 412
Приложение 8. Стандартные мощности и напряжения ... 415
Приложение 9. Справочные данные по электрооборудованию ... 420

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ ... 443

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ ... 446

Производственно-практическое издание

Юрий Станиславович Железко

ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Руководство для практических расчетов

Редактор *А. М. Меламед*
Оформление обложки *А. Н. Корниенко*
Технический редактор *Н. В. Савостьянова*
Компьютерная верстка *С. П. Моргун*
Корректор *Г. И. Эрли*

Подписано в печать 13.05.2009.
Формат $60\times90^{1}/_{16}$. Бумага офсетная.
Гарнитура Ньютон. Усл. печ. л. 28,5. Уч.-изд. л. 28,7.
Тираж 2000 экз. Изд. № 840. Заказ № 1654.

ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС».
115114, Москва, Дербеневская наб., д. 11.
Тел. (495) 913-66-30. E-mail: sekr@enas.ru http://www.enas.ru

Отдел реализации издательства «ЭНАС».
115114, Москва, Дербеневская наб., д. 11.
Тел. (495) 913-66-20. E-mail: adres@enas.ru, inout@enas.ru

Фирменный магазин «Специалист».
115201, Москва, Каширский проезд, д. 9, стр. 1.
Тел. (499) 619-48-09. E-mail: magazin@enas.ru

Отпечатано с готовых диапозитивов
в ОАО «Ордена Октябрьской Революции,
Ордена Трудового Красного Знамени
«Первая Образцовая типография».
115054, Москва, ул. Валовая, д. 28.